Petroleum Monitoring Agency Canada
Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada

CANADIAN PETROLEUM INDUSTRY

MONITORING SURVEY 1984

FIRST SIX MONTHS

Canada

85-4200/

PETROLEUM MONITORING AGENCY

CANADA

CANADIAN PETROLEUM INDUSTRY
1984 MONITORING SURVEY
First Six Months

Copies are available on request from
Communications Branch
Department of Energy, Mines and Resources
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Aussi disponible en français

© Minister of Supply and Services Canada 1984

Cat. No. M 27-22/1984-1E

ISBN 0-662-13626-8

Petroleum Monitoring Agency Canada
Chairman

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Président

The Honourable Pat Carney
Minister of Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

Dear Minister:

I am pleased to submit the attached report which describes the financial performance of the oil and gas industry in Canada in the first half of 1984.

The report is based on data from 107 companies which account for about 95 per cent of total revenues of the petroleum industry. Therefore, the data should reflect fairly the performance of the entire industry in Canada.

The industry's overall profit picture improved in the first six months of 1984 compared to the same period in 1983 -- mainly as a result of a resurgence of the downstream business segment. In addition, exceptional write-offs in 1983 which reduced industry net income did not recur to the same extent in 1984. Since the largest portion of the write-offs occurred in the second half of 1983, net income performance in 1984 should continue to reflect the lessening effect of this depressing factor. Internal cash flow, unaffected by write-offs, and therefore a more consistent yardstick for short term comparisons, grew 24 per cent in the first half of 1984 over the year earlier period.

Upstream capital expenditures increased 17 per cent in the first six months of 1984 due to higher exploration spending in the provinces and Canada Lands.

A chapter on income tax-related information is included in this report for the first time.

Respectfully submitted,

Ralph L. Gillen

November 28, 1984

Canada

580 Booth Street
Ottawa, Ontario K1A 0E4
Telephone (613) 995-7212
(613) 996-4444

580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléphone (613) 995-7212
(613) 996-4444

1984 MONITORING SURVEY
FIRST SIX MONTHS

TABLE OF CONTENTS

	Page
SUMMARY AND HIGHLIGHTS	i
1 - FINANCIAL PERFORMANCE	1-1
TOTAL OPERATIONS	1-1
UPSTREAM SEGMENT	1-5
DOWNSTREAM SEGMENT	1-5
OTHER CANADIAN OPERATIONS	1-6
FOREIGN OPERATIONS	1-6
2 - SOURCES OF FUNDS	2-1
INTERNAL SOURCES	2-2
EXTERNAL SOURCES	2-3
3 - USES OF FUNDS	3-1
CAPITAL EXPENDITURES	3-2
INVESTMENT RATIOS	3-4
DIVIDEND PAYMENTS	3-5
OTHER USES	3-5
4 - COMPARATIVE PERFORMANCE : PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES	4-1
NET INCOME COMPARISON	4-1
CAPITAL EXPENDITURES	4-2
5 - INTERNATIONAL FLOWS OF FUNDS : 1983 VS. 1982	5-1
6 - INCOME TAX-RELATED DATA : 1983 VS. 1982	6-1
TAXABLE INCOME AND INCOME TAXES PAYABLE	6-1
TAX DEDUCTIONS AND POOLS REMAINING	6-2
TAX EXPENDITURES	6-3

TABLES AND CHARTS

		Page
Table 1	Overview of Total Operations	1-1
Table 2	Net Income By Sector and Segment	1-2
Table 3	Financial Performance by Segment	1-4
Table 4	Summary -- Sources of Funds	2-1
Table 5	Internal Cash Flow by Sector and Segment	2-2
Table 6	PIP Grants by Area and Sector	2-3
Table 7	Summary -- Uses of Funds	3-1
Table 8	Capital Expenditures	3-2
Table 9	Comparison of Capital Expenditures -- Petroleum Industry vs. All Other Non-Financial Industries	4-2
Table 10	International Flows of Funds Related to Long-Term Investments	5-1
Table 11	Taxable Income and Income Taxes Payable	6-1
Table 12	Income Tax-Related Deductions and Remaining Balances	6-2
Table 13	Selected Tax Expenditures	6-3

Chart 1	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	1-3
Chart 2	Exploration Expenditures in Canada	3-3
Chart 3	Upstream Investment Ratios	3-4
Chart 4	Dividend Payments Compared With Net Income	3-5
Chart 5	Comparison of Net Income -- Petroleum Industry vs. All Other Non-Financial Industries	4-1

APPENDICES

			Page
A	SUPPLEMENTARY DATA		
	1	Petroleum and Natural Gas Supply and Demand Summary	A-1
	2	Canadian Crude Oil Prices : 1979-1984	A-2
	3	Changes to the Petroleum Compensation Charge and Similar Charges	A-3
	4	Net Income by Sector and Segment	A-4
	5	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	A-5
	6	PIP Grants by Area and Type of Expenditure	A-6
	7	Well Completions and Metres Drilled in Canada	A-7
	8	Upstream Capital Expenditures -- Provincial Lands	A-8
	9	Exploration Expenditures in Canada -- by Area	A-9
	10	Ratio of Capital Expenditures to Internal Cash Flow	A-10
	11	Ratio of Capital Expenditures and Inventory Investment to Internal Cash Flow	A-11
	12	Dividend Payments	A-12
	13	Rate of Return Calculations on Shareholders' Equity	A-13
	14	International Flows of Funds: 1983	A-14
	15	Current Year Deductions and Remaining Tax Pools	A-15
B	COMPLETE SURVEY RESULTS		
	1	Income and Expense Statement	B-1
	2	Financial Performance by Main Business Segments	B-7
	3	Sources and Uses of Funds	B-9
	4	Upstream Canadian Capital Expenditures by Location	B-10
	5	Capital Expenditures by Activity	B-11
	6	Balance Sheet	B-12
	7	Volume and Value of Production	B-13
	8	Upstream Operating Costs and Royalties	B-14
	9	Determination of Taxable Income by Control for all Canadian Activities	B-15
	10	Upstream Taxable Income Calculation by Control	B-18
C	GLOSSARY OF TERMS		C-1
D	PMA TERMS OF REFERENCE		D-1

SUMMARY AND HIGHLIGHTS

FINANCIAL PERFORMANCE

TOTAL OPERATIONS

- Revenues and Profits: Industry revenues rose 10% to $31.2 billion in the first half of 1984 compared with the same 1983 period due to increased oil production and higher prices. Net income from total operations rose 40% to $1.7 billion, reflecting improvements in all business segments, particularly in the downstream segment. Industry cash income from operations, i.e. internal cash flow, rose 24% to $4.9 billion, a gain largely attributable to:

  - ✔ improved margins in petroleum products markets
  - ✔ improvements in operating efficiency
  - ✔ increased production and higher prices for crude oil
  - ✔ selective provincial royalty rate reductions.

- Canadian versus Foreign-controlled Company Results: Net income for the foreign-controlled sector rose 34% to $1.2 billion, benefitting from an increase of $210 million in profits from downstream operations and a $160 million (16%) rise in upstream profits.

  Net income for Canadian-controlled companies was up 60% to $460 million despite a marginal decline in upstream profits. The large gain in net income was mainly attributable to the absence of large write-offs which had depressed 1983 results. This affected in particular the 'other Canadian' and foreign business segments.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Continued)

UPSTREAM OPERATIONS

- Upstream revenues rose 11% to $13 billion due to higher wellhead prices and increased crude oil production. Upstream net income increased 11% to $1.6 billion, primarily as a result of reduced provincial royalty rates and a slowdown in operating cost increases. A decline in exploration and development charges expensed against income also contributed to higher profits.

DOWNSTREAM OPERATIONS

- Downstream revenues increased 8% to $16.3 billion as sales volumes rose. Downstream operations showed a profit of $100 million for the first six months of 1984 compared with a loss of $140 million in the first half of 1983. Profit margins improved as a result of the rationalization of refining capacities.

SOURCES OF FUNDS

Total funds available to the industry in the first six months of 1984 amounted to $9.3 billion vs. $8.9 billion for the same period in 1983.

INTERNAL CASH FLOW

- Internal cash flow from total operations rose 24% to $4.9 billion with all business segments recording gains.

EXTERNAL SOURCES OF FUNDS

- External sources of funds declined from $5 billion in the first six months of 1983 to $4.4 billion in 1984, reflecting the industry's reduced financing requirements. New long-term debt fell 41% to $0.5 billion and new share issues dropped 12% to $0.8 billion.

- PIP Grants: Reporting companies estimated their PIP grants at $710 million -- 24% higher than for the first six months of 1983 -- with over 90% of these payments accruing to Canadian-controlled companies.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Continued)

USES OF FUNDS

CAPITAL EXPENDITURES

- Total Capital Expenditures: In the first half of 1984 these totalled $4.5 billion, down 5% from the same period in 1983. An increase in upstream expenditures and higher outlays abroad were more than offset by reduced downstream and other capital spending.

- Exploration Expenditures in Canada: Outlays rose 19% to $2.2 billion with spending up 13% on Canada Lands and 24% in the provinces. Exploration expenditures on Canada Lands accounted for 41% of the total in the first six months of 1984 compared with 43% for the comparable period in 1983. Foreign-controlled companies increased outlays by 27% and Canadian- controlled companies by 16%.

- Downstream Expenditures: Downstream outlays dropped 50% to $430 million in the first six months of 1984 vs. the same period in 1983 as a number of projects were completed.

INVESTMENT RATIOS

- Upstream capital expenditures absorbed 65% of internal cash flow from upstream operations, up from 63% during the first six months of 1983. Canadian-controlled companies continued to reinvest at a higher rate (76%) than foreign-controlled firms (58%) although the latter group reported an increase over the same 1983 period.

DIVIDENDS

- Dividends rose 9% to $580 million in the first six months of 1984. Canadian-controlled firms increased dividend payments 10% to $210 million while foreign-controlled companies' payments were up 9% to $370 million.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Concluded)

COMPARATIVE PERFORMANCE: PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

NET INCOME

- Statistics Canada figures show that the petroleum industry's net income on Canadian operations for the first half of 1984 rose 23% compared with an increase of 49% for all other non-financial industries in Canada. The petroleum industry's net income for the first half of 1984 accounted for 21% of all non-financial industries' income -- a drop of 5 percentage points from its share in the first half of 1983.

  Return on shareholders' equity for the petroleum industry at an annual rate of 9.4% in the first half of 1984 compares to 10.8% for all other non-financial industries.

CAPITAL EXPENDITURES

- Petroleum industry's capital expenditures for the first six months of 1984, according to Statistics Canada, declined 18% compared with the same period of 1983, with most of the decline in the downstream segment. Capital expenditures of non-financial industries, excluding petroleum, increased 4% giving the petroleum industry a share of 33% in the first half of 1984 down from 39% for the same 1983 period.

INTERNATIONAL FLOWS OF FUNDS: 1983 VS. 1982

Long-term investment activities by the Canadian petroleum industry produced a net outflow of $1.6 billion in international flows of funds during 1983 resulting from a doubling of interest payments and an outflow on the capital account.

INCOME TAX-RELATED DATA: 1983 VS. 1982

The petroleum industry's taxable income rose 42% to $6 billion in 1983 over 1982. Income taxes payable to federal and provincial governments increased 18% to $1.8 billion. The decline in the effective federal tax rate from 30% to 24% of taxable income was largely attributable to the introduction of the scientific research tax credit. Although Canadian-controlled companies account for only 28% of gross revenues, they hold over 50% of the unused tax deductions (tax pools).

1 - FINANCIAL PERFORMANCE

TOTAL OPERATIONS

Increased oil production and higher prices, an improved market for refined petroleum products and gains in the other business segments, resulted in a 10% rise of total industry revenues to $31.2 billion for the first six months of 1984.(1)

Net income for the first six months of 1984 for total operations grew by $500 million (40%) to $1.7 billion. In the upstream segment, net income rose 11% to $1.6 billion, while downstream profits climbed $241 million to $101 million from a loss of $140 million during the first half of 1983. Other Canadian operations and foreign activities reported improvements from the corresponding 1983 period but still recorded marginal losses for the first half of 1984.

Total industry cash income from operations, i.e. internal cash flow, rose $954 million (24%) to $4.9 billion. This gain was attributable to:

- improved margins in petroleum products markets,
- improvement in operating efficiency,
- increased production and higher prices for crude oil, and
- selective rate reductions for provincial royalties, compared to 1983.

The relatively larger increase in net income of 40% was due to lower rates of increase in write-offs and deferred taxes compared with the rise in internal cash flow.

Table 1. OVERVIEW OF TOTAL OPERATIONS(a)

(first six months)

	1983	1984	Increase (Decrease)	
	$ billions			(%)
TOTAL REVENUES	$28.5	$31.2	$2.7	10
less: Operating Costs	3.9	3.9	-	-
Interest Expenses	1.2	1.3	0.1	10
Non-income Taxes & Royalties	5.0	5.4	0.4	8
Other Cash Expenses	13.5	14.2	0.7	5
Income Taxes - Federal	0.9	1.3	0.4	50
- Provincial	0.1	0.2	0.1	161
CASH INCOME = INTERNAL CASH FLOW	3.9	4.9	1.0	24
less: Write-offs(b)	2.0	2.4	0.4	17
Deferred Taxes	0.7	0.8	0.1	18
NET INCOME	1.2	1.7	0.5	40

NOTES: (a) Figures may not add due to rounding. See Table 3 (p. 1-4) for detail by operating segment.

(b) The components of 'write-offs' are non-cash charges and exploration and development expenditures charged to current operations.

---

(1) A glossary of technical terms is included as Appendix C.

a. Net Income

Its low first half 1983 base contributed to the larger proportional growth in net income by the Canadian-controlled sector (60%) to $462 million in the same 1984 period compared with a gain of 34% to $1.2 billion by the foreign-controlled sector.

Net income growth of $310 million for foreign-controlled companies was aided by an increase of $214 million in profits from downstream operations which for the first half of 1983 reported a loss of $109 million vs. a profit of $105 million in 1984. The rise in downstream profits resulted from improved margins for petroleum products and more profitable petrochemical operations. The foreign-controlled upstream component recorded a profit increase of 16% ($160 million) to $1.2 billion largely as a result of increased production and higher wellhead prices. Cash income for these companies amounted to $2.8 billion, up 21% compared with the first six months of 1983.

Net income for Canadian-controlled companies rose sharply as a $4 million decline in the upstream segment was compensated for by sizeable gains in all other business segments. In particular, "other Canadian" and "foreign" activities reported higher profits of $62 million and reduced losses of $90 million respectively. The increase in the former was due mainly to lower operating costs and a smaller allocation of interest charges to that segment while the latter -- in comparison to the first six months of 1983 -- did not again experience large write-offs of assets. The reduction in net income for the upstream segment resulted from higher interest charges and larger amounts recorded for depreciation and write-offs. Cash income for Canadian-controlled companies -- unaffected by write-offs -- rose 29% in the first six months of 1984 to $2.1 billion.

Table 2. NET INCOME BY SECTOR AND SEGMENT

(first six months)

	1983	1984	Increase (Decrease)	
	$ millions			(%)
CANADIAN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	438	434	(4)	(1)
Downstream	(31)	(4)	27	-
Other[a]	(119)	32	151	-
Total Canadian-Controlled	288	462	175	60
FOREIGN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	1035	1195	160	16
Downstream	(109)	105	214	-
Other[a]	(16)	(82)	(66)	-
Total Foreign-Controlled	910	1219	309	34
TOTAL INDUSTRY	1198	1681	483	40

NOTE: (a) Comprises net income generated by foreign activities and other Canadian operations. For more detail see Appendices A-4 and B-1.

b. **Interest Coverage**

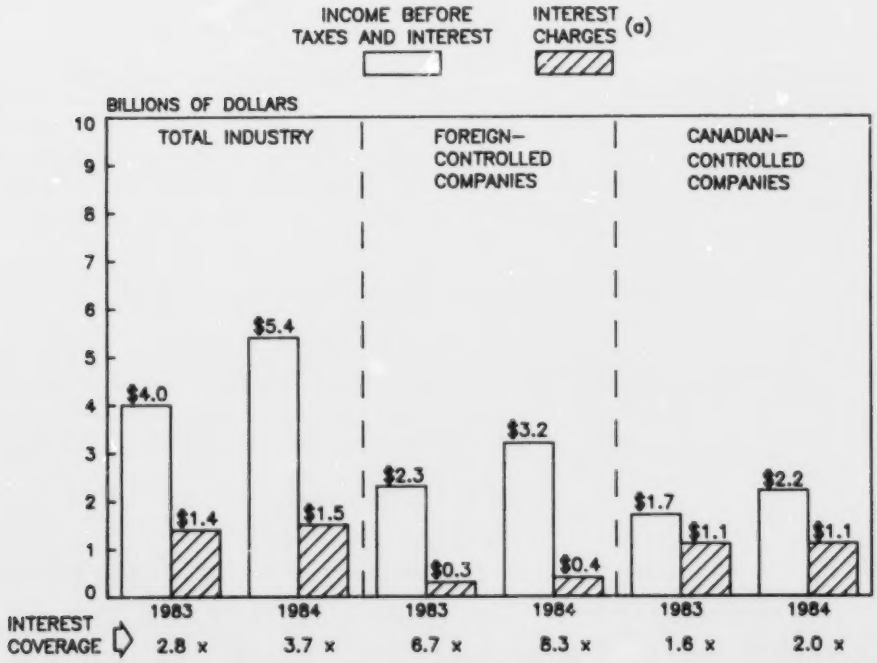
For the industry overall, income before taxes and expensed interest was 3.7 times total interest charges, both capitalized and expensed, up from 2.8 times in the corresponding 1983 period. Though Canadian-controlled companies reduced their long-term debt, interest charges rose slightly because of higher interest rates and decline in the value of the Canadian dollar (some of the industry's debt is in U.S. dollars). However, a $490 million increase in income before tax and interest more than offset the small rise in interest charges and resulted in an improvement of the interest coverage from 1.6 times to 2.0 times.

Foreign-controlled companies increased their level of indebtedness by $106 million in the first six months of 1984. This, combined with higher interest rates, led to higher interest charges -- up 8% or $26 million. But growth in income before taxes exceeded the increase in interest charges resulting in a rise in interest coverage from 6.7 times to 8.3 times.

Analysis of interest charges relates only to total industry activity since there is neither consistency nor uniformity in the way companies allocate interest expenses among the various business segments - upstream, downstream, other Canadian and foreign.

Chart 1. COMPARISON OF INTEREST CHARGES WITH INCOME BEFORE TAXES

(first six months)



NOTE: (a) Interest charges shown include both expensed and capitalized amounts. See Appendix A-5 for more detail.

Table 3. FINANCIAL PERFORMANCE BY SEGMENT[a]

(first six months)

	UPSTREAM				DOWNSTREAM			
	1983	1984	Increase (Decrease)		1983	1984	Increase (Decrease)	
	- - - $ billions - - -			(%)	- - - $ billions - - -			(%)
TOTAL REVENUES	$11.7	$13.0	$1.3	11	$15.1	$16.3	$1.2	8
less: Operating Costs	1.9	2.0	0.1	7	1.3	1.3	-	(4)
Interest	0.7	0.8	0.1	10	0.1	0.1	-	43
Royalties, Taxes	3.0	3.2	0.2	6	0.9	1.0	0.1	10
PCC, Other Charges	-	-	-	-	1.1	1.1	-	(3)
PGRT, IORT, NGGLT	1.0	1.1	0.1	17	-	-	-	-
Other Expenses	1.8	2.0	0.2	12	11.9	12.7	0.8	6
INCOME BEFORE TAXES	3.3	3.9	0.6	17	(0.3)	0.1	0.4	--
less: Current Taxes	1.3	1.6	0.3	24	(0.3)	-	0.3	-
Deferred Taxes	0.7	0.7	-	3	0.1	0.1	-	(38)
NET INCOME	1.5	1.6	0.1	11	(0.1)	0.1	0.2	--
INTERNAL CASH FLOW[b]	3.6	4.0	0.4	12	0.2	0.5	0.3	116

	OTHER CANADIAN[c] OPERATIONS				FOREIGN OPERATIONS			
TOTAL REVENUES	1.0	1.0	-	4	0.7	0.9	0.2	22
less: Operating Costs	0.4	0.4	-	(11)	0.3	0.3	-	(12)
Interest	0.3	0.3	-	(3)	0.1	0.1	-	21
Other Expenses	0.3	0.4	0.1	15	0.4	0.5	0.1	13
INCOME BEFORE TAXES	(0.1)	(0.1)	--	--	--	0.1	0.1	--
less: Current Taxes	-	-	-	-	0.1	0.1	-	(24)
Deferred Taxes	-	-	-	-	-	0.1	0.1	-
NET INCOME	--	--	--	--	(0.1)	--	0.1	--
INTERNAL CASH FLOW[b]	--	0.1	0.1	--	0.1	0.3	0.2	110

NOTES: (a) Percentage changes reflect unrounded data as shown in Appendix B, Schedule 1.

(b) Internal cash flow is the sum of net income, deferred taxes, non-cash charges of depreciation, depletion and amortization and exploration and development expenditures written off in the reporting period.

(c) Includes pipelines, drilling services, coal and uranium mining, metal mining, and other non-petroleum related activities.

UPSTREAM SEGMENT

Revenues from upstream operations rose 11% to $13 billion due to higher wellhead prices[1] plus a 12% increase in crude oil production (Appendix A-1). The continued displacement of offshore oil imports and greater exports of crude oil permitted this increased production. In addition, domestic consumption rose 4%. Increasing natural gas sales, both export (up 4%) and domestic (up 10%), also helped the revenue growth in the upstream segment.

Upstream net income, at $1.6 billion, increased 11% in the first six months of 1984 over the same period in 1983, benefitting from the factors referred to above and lower royalty rates on production from qualifying enhanced oil recovery projects. Also, a relatively moderate increase -- 7% -- in operating costs compared with the past and a decline in exploration and development charges contributed to the improved profit picture.

This performance was partly offset by three factors: a rise of 10% to $756 million in interest charges allocated to this segment; a 17% rise in energy taxes reflecting higher production; and the return of the effective PGRT rate from 11% during the first six months of 1983 to 12% for 1984. Non-cash charges in the form of depletion and write-offs, and current taxes also rose.

Canadian-controlled companies reported a 1% ($4 million) decline in upstream net income, largely due to the increase in interest expenses and non-cash charges, while foreign-controlled companies' upstream profit rose by 16% ($160 million), primarily due to the decline in exploration and development charges to current operations.

DOWNSTREAM SEGMENT

Downstream revenues increased 8% to $16.3 billion as prices firmed and sales rose for the first time since 1979. This resulted in a profit improvement for this segment -- from a loss of $140 million for the first six months of 1983 to a profit of $101 million in the first six months of 1984. The Canadian refining system experienced considerable change and rationalization with excess capacity being shut down in 1983 and early 1984. As a result, in the first half of 1984 capacity utilization climbed to over 75%. Profit margins[2] increased from a negative margin of 2.2% in the first six months of 1983 to a positive margin of 0.8% in 1984. Cash income for the segment more than doubled to $453 million.

Current income taxes on downstream operations for the two periods under review were negative, representing the recovery of taxes previously paid of $298 million in the first half of 1983 and $35 million in the comparable period in 1984, due principally to large capital outlays and operating losses in prior periods. Deferred taxes charged against net income decreased 38% to $61 million.

---

(1) The wellhead price of 'old' oil was $187.22 per m^3 ($29.75 per barrel) during the first halves of 1983 and 1984. Effective July 1, 1983 special old oil (SOOP) received the new oil reference price (NORP). In addition, incremental oil from new and expanded waterflood projects was given the higher NORP price commencing after June 30, 1983. The price of natural gas at the Alberta border was $2.76 per gigajoule ($2.96 per mcf) during the first half of 1984, up 40 cents per gigajoule from the first half of 1983. The average price of gas exported to the United States rose from $5.04 per gigajoule during the first half of 1983 to $5.26 per gigajoule during the comparable period of 1984 due to depreciation of the Canadian dollar in U.S. funds.

(2) Profit margin is defined as income before tax as a percentage of total revenue.

OTHER CANADIAN OPERATIONS

This business segment recorded a loss of $29 million in the first six months of 1984 compared with a loss of $23 million in the 1983 period. The 1984 loss occurred on account of large amounts charged for the depreciation of assets. Without the increase in non-cash charges, this business segment would have made a small profit.

In previous Monitoring Surveys it was noted that a number of companies allocated the bulk of interest expenses to this relatively small segment. Although a larger number of companies now allocate interest charges to other segments, 25% of the industry's total interest expenses are still charged against "other Canadian operations", despite the fact that this segment accounts for only 3% of total industry revenues.

FOREIGN OPERATIONS

After-tax losses declined from $113 million in the first six months of 1983 to $20 million for the 1984 reporting period. The absence of large write-offs of foreign oil and gas properties during the first half of 1984 was the prime factor for the reduction of losses.

2 - SOURCES OF FUNDS

Total funds available to the industry in the first six months of 1984 amounted to $9.3 billion vs. $8.9 billion in the first six months of 1983. Funds generated by operations increased 24% to $4.9 billion, while funds from external sources declined 11% to $4.4 billion. External sources provided 48% of total industry funds, down from 56% in 1983, primarily due to reduced financing requirements which more than offset increases in PIP and other incentive grants (see page 2-3 for further detail).

Table 4. SUMMARY -- SOURCES OF FUNDS[a]

(first six months)

	1983	1984	Increase (Decrease)		Share of Total 1983	Share of Total 1984
	$ billions			(%)	(%)	
INTERNAL SOURCES						
Net Income	$1.2	$1.7	$0.5	40	13	18
Non-cash Items[b]	2.7	3.2	0.5	17	31	34
Total Internal Sources	3.9	4.9	1.0	24	44	52
EXTERNAL SOURCES						
New Long-term Debt[c]	0.9	0.5	(0.4)	(41)	10	5
New Equity[c]	0.9	0.8	(0.1)	(12)	10	8
Working Capital Decrease[c]	1.1	1.2	0.1	9	12	13
PIP and Other Incentives	0.6	0.8	0.2	21	7	8
All Other Sources	1.5	1.2	(0.3)	(21)	17	13
Total External Sources	5.0	4.4	(0.6)	(11)	56	48
TOTAL SOURCES OF FUNDS	8.9	9.3	0.4	4	100	100

NOTES: (a) Appendix B, Schedule 2 shows detail.

(b) Includes deferred taxes, exploration and development expenditures written off against current income, and other non-cash items (depreciation, depletion and amortization) that do not require a financial outlay in the reporting period.

(c) Represents the net amount of new long-term debt, equity, or funds from drawing down working capital by those companies that reported obtaining funds from these sources. Data from companies reporting reductions in new long-term debt and in equity, and an increase in working capital, are shown as 'Uses of Funds' in Table 7 (p. 3-1).

INTERNAL SOURCES

Petroleum industry internal cash flow rose 24% to $4.9 billion in the first six months of 1984, due primarily to higher wellhead prices for crude oil and improved margins for petroleum products. All business segments registered increases; upstream cash flow increased 12% to $4.0 billion while the other three segments rose from their depressed levels in the first six months of 1983 to a total of almost $1 billion in 1984.

Canadian-controlled companies enjoyed a 29% or $462 million increase in internal cash flow, largely because of lower operating and administrative costs. Foreign-controlled firms registered an increase of 21% or $491 million in internal cash flow as they were the prime beneficiary of stronger product prices in the downstream market.

Table 5. INTERNAL CASH FLOW BY SECTOR AND SEGMENT[a]

(first six months)

	1983	1984	Increase (Decrease)	
	$ billions			(%)
CANADIAN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	$1.5	$1.7	$0.2	14
Downstream	-	0.1	0.1	-
Other[b]	0.1	0.3	0.2	125
Total Canadian-Controlled	1.6	2.1	0.5	29
FOREIGN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	2.1	2.3	0.2	11
Downstream	0.2	0.4	0.2	84
Other[b]	-	0.1	0.1	-
Total Foreign-Controlled	2.3	2.8	0.5	21
TOTAL INDUSTRY				
Upstream	3.6	4.0	0.4	12
Downstream	0.2	0.5	0.3	116
Other[b]	0.1	0.4	0.3	179
TOTAL INDUSTRY	3.9	4.9	1.0	24

NOTES: (a) See Appendix B, Schedule 1 for more details.

(b) Comprises internal cash flow generated by foreign activities and other Canadian operations.

EXTERNAL SOURCES

Funds from external sources declined from $5 billion in the first six months of 1983 to $4.4 billion in 1984, reflecting the industry's reduced financing requirements. New long-term debt fell by 41% in the first six months of 1984 vs. 1983 to $0.5 billion and new share issues dropped 12% to $0.8 billion.

A larger draw-down in working capital in the first six months of 1984 compared with 1983 -- $1.2 billion vs. $1.1 billion -- partially offset the decline of funds from external sources.

A $137 million increase in funds came from the Petroleum Incentives Program (PIP) grants. Companies reporting to the PMA estimated their PIP grants at $711 million, up 24% over 1983, with Canadian-controlled companies receiving over 90% of these grants. About 19% of total PIP grants were administered and paid by the Government of Alberta, the remainder by the federal government.

Table 6. PIP GRANTS BY AREA AND SECTOR

(first six months)

	Canadian-Controlled		Foreign-Controlled		Total	
	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	$ millions					
PROVINCES						
British Columbia	13	15	-	-	13	15
Alberta	117	136	-	-	117	136
Other	11	20	-	-	11	20
Total Provinces	141	170	-	-	141	170
CANADA LANDS						
Beaufort Sea	116	134	6	8	122	141
Labrador East	118	156	7	17	125	173
Atlantic Shelf South	126	162	24	14	149	176
Other	34	44	4	8	38	51
Total Canada Lands	393	495	41	47	434	541
TOTAL CANADA	533	665	41	47	574	711

NOTE: Appendix A-6 provides additional detail.

3 - USES OF FUNDS

Funds used for all purposes increased 4% to $9.3 billion in the first six months of 1984 vs. the same period in 1983. Higher working capital requirements and larger repayments of long-term debt (Table 7) were more than offset by lower capital expenditures and a drop in 'other uses' (mainly for acquisitions).

Table 7. SUMMARY -- USES OF FUNDS

(first six months)

	1983	1984	Increase (Decrease)		Share of Total 1983	Share of Total 1984
	$ billions			(%)	(%)	
CAPITAL EXPENDITURES						
Expenditures in Canada[a]	$4.5	$4.2	$(0.3)	(7)	50	45
Expenditures Abroad	0.3	0.3	-	15	3	3
Total Capital Outlays	4.7	4.5	(0.2)	(5)	53	48
OTHER USES OF FUNDS						
Repayment of Long-term Debt[b]	1.0	1.6	0.6	63	11	17
Repurchase of Equity[b]	0.2	0.1	(0.1)	(47)	2	1
Working Capital Increase[b]	1.0	1.6	0.6	58	11	17
Dividends	0.5	0.6	0.1	9	6	6
All Other Uses[c]	1.5	1.0	(0.5)	(34)	16	10
Total Other Uses	4.1	4.8	0.7	16	47	52
TOTAL ALL USES	8.9	9.3	0.4	4	100	100

NOTES: (a) Expenditures are before reductions for PIP grants and other grants.

(b) Represents the net application of funds to repurchase equity, repay long-term debt, or to build up working capital by those companies that reported using funds for these purposes. Data from companies reporting increases in long-term debt and in equity and net reductions in working capital, are shown as 'Sources of Funds' in Table 4 (p. 2-1).

(c) Mainly funds for acquisitions of plant and property purchased from other corporations and for corporate takecvers.

CAPITAL EXPENDITURES

Total capital expenditures for the first six months of 1984 declined 5% to $4.5 billion. A 7% drop of expenditures in Canada was partially offset by a small rise in expenditures abroad (15%), mostly in the United States, by a number of foreign-controlled companies.

Table 8. CAPITAL EXPENDITURES[a]

(first six months)

	1983	1984	Increase (Decrease)		Share of Total 1983	Share of Total 1984
	$ billions			(%)	(%)	
UPSTREAM						
Exploration	$1.8	$2.2	$0.4	19	39	49
Development	0.4	0.5	0.1	40	8	11
Production	0.5	0.5	-	(7)	11	11
Non-conventional[b]	0.2	0.2	-	28	3	5
Total Upstream[c]	2.9	3.4	0.5	17	61	76
Downstream	0.9	0.4	(0.5)	(50)	18	10
Energy Mining	0.1	0.1	-	34	2	3
All Other	0.6	0.2	(0.4)	(65)	13	5
TOTAL CANADIAN	4.5	4.2	(0.3)	(7)	94	93
EXPENDITURES ABROAD	0.3	0.3	-	15	6	7
TOTAL EXPENDITURES	4.7	4.5	(0.2)	(5)	100	100

NOTES: (a) More detail is presented in Appendix B, Schedules 3 and 4.

(b) Includes oil sands and non-conventional heavy oil projects.

(c) Includes PIP grants.

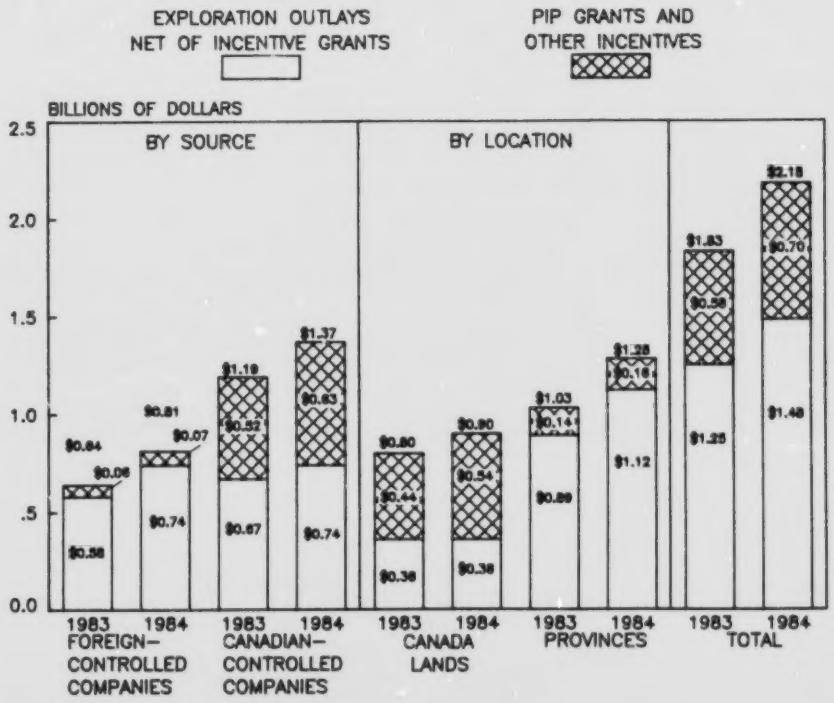
Upstream: Upstream capital expenditures rose 17% to $3.4 billion in the first six months of 1984. This follows a 2% increase in the second half of 1983 which was the first rise since 1980. Exploration spending improved 19%, development and oil sands expenditures rose 40% and 28% respectively, while production spending declined 7%. Net of PIP grants and similar incentive payments, upstream outlays by the foreign-controlled sector rose 20% and those of the Canadian-controlled sector increased 13%.

Exploration expenditures for the first six months of 1984 rose 19% to $2.2 billion showing increases in both the provinces and Canada Lands; the former by 24% to $1.3 billion, and the latter by 13% to $898 million. Exploration expenditures on Canada Lands accounted for 41% of the total compared with 43% for the comparable period in 1983. The largest increase in spending on Canada Lands occurred off the east coast (Appendix A-9).

Exploration outlays by foreign-controlled companies were up 27% in the first six months of 1984, while Canadian-controlled companies, accounting for over 60% of total exploration expenditures, increased spending by 16%.

Chart 2. EXPLORATION EXPENDITURES IN CANADA

(first six months)



Downstream: Capital spending decreased 50% to $429 million in the first six months of 1984 vs. the same period in 1983 as most of the capacity adjustments related to the 1979-1983 demand decline were completed by the end of 1983 and there were no sizeable new capital projects.

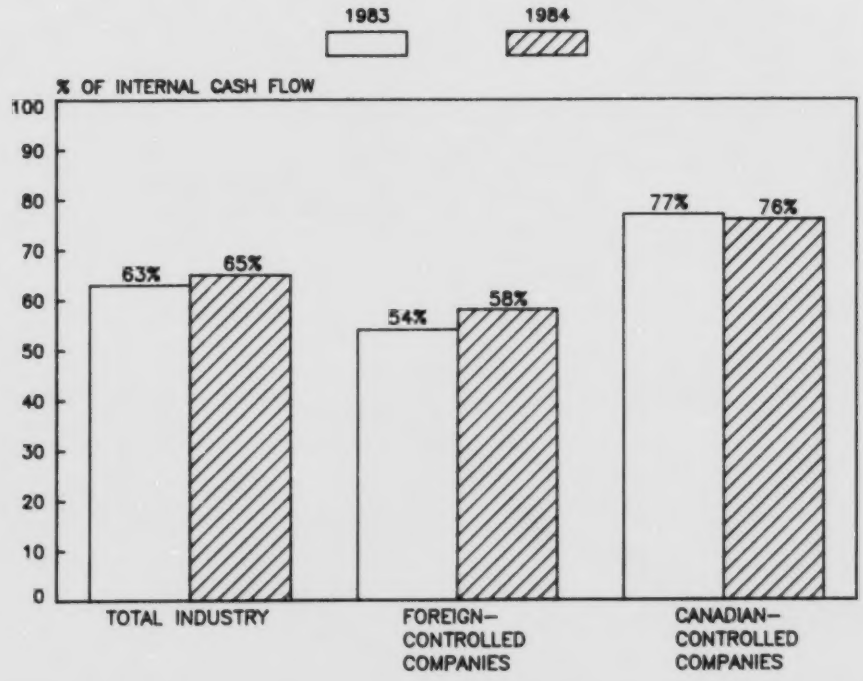
Energy Mining and All Other: These expenditures declined 53% to $335 million. They include outlays for drilling ships, caissons, and drilling rigs, with part of the total amount representing capitalized interest charges related to pre-start-up project expenditures.

INVESTMENT RATIOS

Upstream capital expenditures (net of PIP grants) equalled 65% of internal cash flow from upstream operations, up slightly from 63% during the first six months in 1983 (Chart 3). This increase in the investment ratio was the result of upstream expenditures growing at a faster rate than upstream internal cash flow. Although the increase in the overall reinvestment ratio was the result of higher reinvestments by foreign-controlled companies -- up from 54% to 58% in the first six months of 1984 -- Canadian-controlled companies continued to reinvest at a higher rate (76%).

Chart 3. UPSTREAM INVESTMENT RATIOS

(first six months)



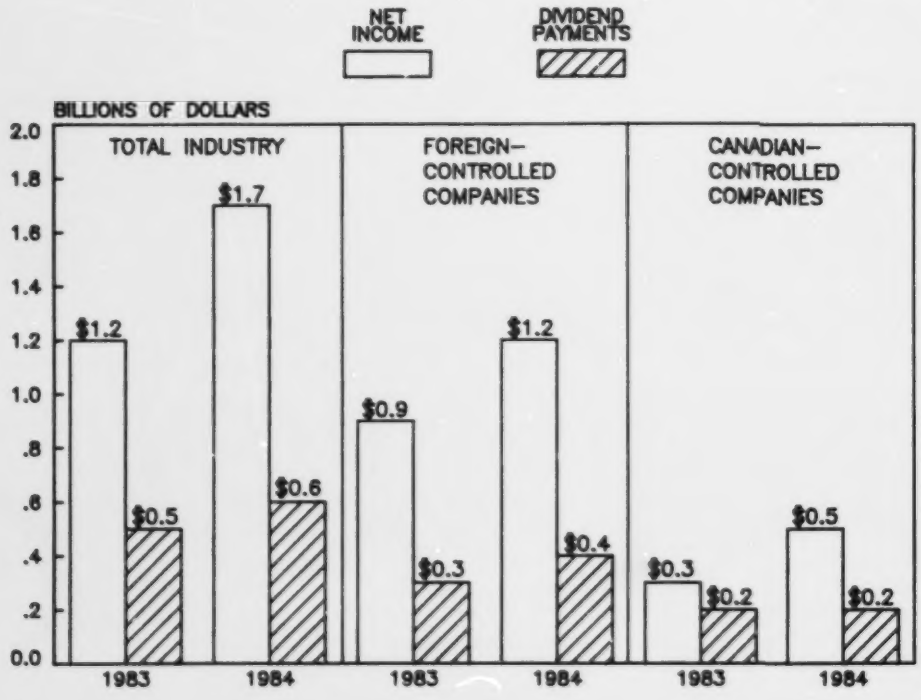
The reinvestment ratio for petroleum-related (upstream plus downstream) activities was 68% for the first six months of 1984, down 14 points from 82% for the same 1983 period. This decline was largely due to the marked reduction in downstream capital spending together with a large increase in the downstream internal cash flow.

DIVIDEND PAYMENTS

Dividend payments by petroleum companies rose 9% to $578 million in the first six months of 1984 as Canadian-controlled firms increased dividend payments 10% to $212 million for a payout rate of 46% of net income (Chart 4). Dividends paid by foreign-controlled companies increased 9% to $366 million, a pay-out of 30%.

Chart 4. DIVIDEND PAYMENTS COMPARED WITH NET INCOME

(first six months)



NOTE: Appendix B-13 shows detail by company group

OTHER USES

Significant changes in other uses of funds were:

- a $604 million increase in funds used to repay long-term debt, with most of this increase registered by Canadian-controlled companies,
- a $586 million increase in working capital additions,
- a decline of 34% to $956 million in all other uses -- funds usually used for the purchase of assets in conjunction with takeovers.

4 - COMPARATIVE PERFORMANCE : PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

NET INCOME COMPARISON

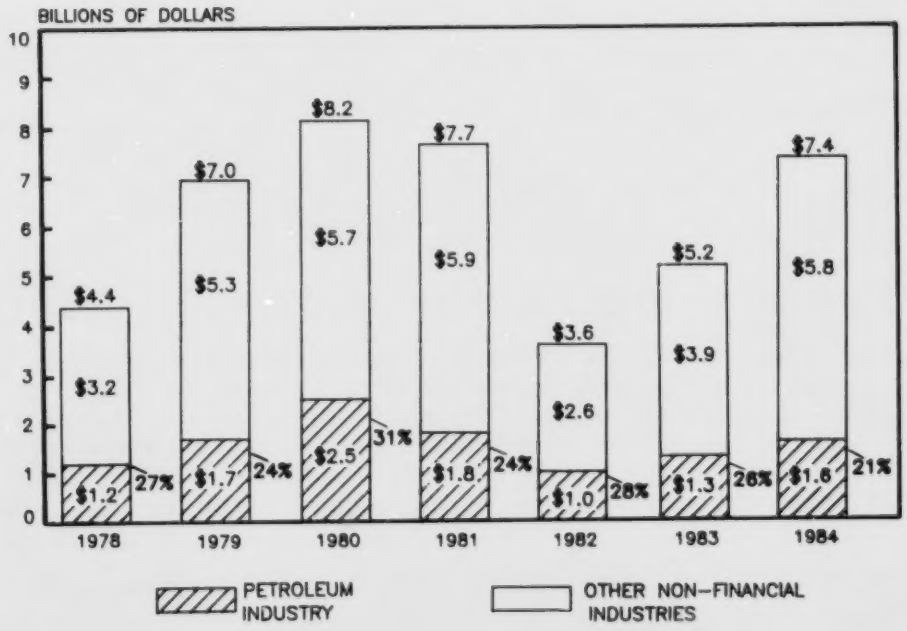
The petroleum sector's financial performance can be put into perspective by comparing it to other sectors of the economy using data from Statistics Canada.(1) Profits on the Canadian operations of the petroleum industry were up 23% compared to a gain of 49% for all other non-financial industries, primarily due to the growth in the manufacturing segment of the economy.

As shown in Chart 5, the petroleum industry's net income for the first half of 1984 accounted for 21% of total non-financial industries' income -- a drop of 5 percentage points from the position shown for the first half of 1983.

Net earnings on shareholders' equity at an annual rate of 9.4% for the first six months of 1984 compare to 9.1% for total 1983. The rate of return for all other non-financial industries rose from 9.2% in 1983 to 10.8% for the first six months of 1984 largely buoyed by strong improvement in manufacturing which more than offset the weak results of the mining industry (Appendix A-13).

Chart 5. COMPARISON OF NET INCOME -- PETROLEUM INDUSTRY VS. ALL OTHER NON-FINANCIAL INDUSTRIES

(first six months)



---

(1) The data given in this section of the report are not and cannot be made consistent with the results based on the PMA survey and shown in Sections 1 to 3. Statistics Canada Source: (Catalogue 61-003, Industrial Corporations Quarterly) requires companies to report net income before extraordinary write-downs of assets. Thus, the net income reported here is higher than that shown earlier in this Monitoring Survey,in Sections 1 to 3 (see also note (a), page 4-2).

CAPITAL EXPENDITURES

Based on Statistics Canada data, petroleum industry gross capital expenditures (i.e. before deducting PIP grants) for the first six months of 1984 declined 18% from the same period in 1983, largely as a result of expenditure reductions in the downstream segment. In contrast, capital expenditures of non-financial industries excluding petroleum, increased 4% which reduced the petroleum industry's share of total capital expenditures of non-financial industries from 39% for the first six months of 1983 to 33% for the same period in 1984.

Table 9. COMPARISON OF CAPITAL EXPENDITURES -- PETROLEUM INDUSTRY VS. ALL OTHER NON-FINANCIAL INDUSTRIES

(first six months)

		1983	1984	Increase (Decrease)	
		------ $ billions -------			(%)
1.	Manufacturing	$2.6	$2.7	$ 0.1	4
2.	Mining	0.6	0.7	0.1	11
3.	Other Non-Financial	3.5	3.6	0.1	3
4.	TOTAL NON-FINANCIAL excluding Petroleum	6.8	7.1	0.3	4
5.	Petroleum[a]	4.3	3.5	(0.8)	(18)
6.	TOTAL NON-FINANCIAL including Petroleum	11.1	10.6	(0.5)	(5)
7.	Line 5 as a % of line 6	38.6	33.0		

NOTE: (a) Petroleum industry data from Statistics Canada, while covering a greater number of companies than the PMA survey, exclude government business enterprises as well as the foreign activities of companies originating in Canada. The PMA survey covers the global activities of petroleum companies operating in Canada, including Crown corporations, over a minimum size in terms of assets and revenues (see also footnote, page 4-1).

SOURCE: Statistics Canada, 61-003, Industrial Corporations - Financial Statistics. This survey does not include government enterprises. Expenditures are gross, including PIP and other capital grants.

5 - INTERNATIONAL FLOWS OF FUNDS : 1983 VS. 1982[1]

International flows of funds related to long-term investments by the Canadian petroleum industry resulted in a net outflow of $1.58 billion during 1983.[2] The higher 1983 outflow was the result of several factors of which a doubling of interest payments and a net outflow on the capital account were the most significant.

Table 10. INTERNATIONAL FLOWS OF FUNDS RELATED TO LONG-TERM INVESTMENTS [a]

	CURRENT ACCOUNT			CAPITAL ACCOUNT[b]	TOTAL
	Interest	Dividends	Business Service Payments	Transactions	
	- - - - - - - - - - $ billions - - - - - - - - - -				
1982					
Canadian-Controlled	$(0.16)	$ -	$(0.05)	$ 1.62	$ 1.40
Foreign-Controlled	(0.18)	(0.57)	(0.15)	(0.85)	(1.75)
NET FLOWS (OUTFLOWS)	(0.34)	(0.57)	(0.20)	0.77	(0.35)
1983					
Canadian-Controlled	(0.42)	0.15	(0.01)	0.03	(0.25)
Foreign-Controlled	(0.31)	(0.53)	(0.08)	(0.40)	(1.33)
NET INFLOWS (OUTFLOWS)	(0.73)	(0.38)	(0.09)	(0.37)	(1.58)

NOTES: (a) All figures are net amounts and exclude exports and imports of goods, transportation services, and changes in retained earnings. Appendix A-14 shows additional detail including short-term capital flows -- these latter flows amounted to $340 million (net outflows) in 1983.

(b) Capital account represents funds related to long-term investments, such as a parent company's investment in a foreign subsidiary.

---

(1) Information on international flows of funds for the year 1983 was not available in time for the 1983 Monitoring Report. It is therefore included in this report.

(2) Data on international flows of funds are obtained from Statistics Canada. International flows of funds that eminate from non-energy enterprises based on the performance of their energy subsidiaries are not included.

Canadian-controlled companies reported a net inflow of $31 million in the capital account. This flow is the result of an outflow of capital investment in Canada (a debt repayment) offset by an inflow of capital from abroad (e.g. the sale of a foreign direct[1] investment). Interest payments to non-residents led to an outflow of $421 million, while dividends received from foreign subsidiaries provided an inflow of $150 million.

Foreign-controlled companies recorded a net capital account outflow of $405 million, down from $850 million in 1982 and almost $5 billion in 1981. The 1983 outflow was largely the result of sales of Canadian operations initiated in previous years being completed in 1983. Current account transactions for the foreign-controlled sector produced a $923 million outflow with dividend payments representing about 60% of this total.

Appendix A-14 shows that petroleum industry dividends and business service payments abroad largely flow to related companies. In 1983, 95% of dividends and 67% of business service payments went to foreign parent companies.

---

(1) Direct investment is used here to designate an investment made for both an economic return and some control over the management of a company. For the Canadian petroleum industry, direct investments are principally investments of foreign parents in their Canadian subsidiaries. Portfolio investment is made almost exclusively to obtain an economic return. All foreign-held debt and equity other than that owned by foreign parent corporations is portfolio investment.

6 - INCOME TAX-RELATED DATA : 1983 VS. 1982

TAXABLE INCOME AND INCOME TAXES PAYABLE

Petroleum industry taxable income rose $1.8 billion (42%) to $6 billion in 1983 over 1982. Income taxes payable to federal and provincial governments increased 18% from $1.5 billion to $1.8 billion (Appendices B-9 and B-10). The decline in the effective federal tax rate[1] -- from 30% to 24% of taxable income -- was almost entirely due to the industry's response to the introduction in 1983 of the scientific research tax credit, as $354 million in credits were claimed mainly by foreign-controlled companies.

Table 11 . TAXABLE INCOME AND INCOME TAXES PAYABLE

	1982	1983	Increase (Decrease)	
	- - - $ millions - - -			(%)
CANADIAN-CONTROLLED COMPANIES				
Taxable Income	$0.78	$1.14	$0.36	47
Income Taxes Payable:				
Federal	0.14	0.29	0.15	107
Provincial	0.01	0.06	0.05	-
TOTAL	0.15	0.35	0.20	133
FOREIGN-CONTROLLED COMPANIES				
Taxable Income	3.43	4.85	1.42	41
Income Taxes Payable:				
Federal	1.14	1.14	-	-
Provincial	0.25	0.33	0.08	32
TOTAL	1.39	1.47	0.08	6
TOTAL INDUSTRY				
Taxable Income	4.21	5.99	1.78	42
Income Taxes Payable:				
Federal	1.28	1.43	0.15	12
Provincial	0.26	0.39	0.13	50
TOTAL	1.54	1.82	0.28	18
	- - (%) - -			
EFFECTIVE FEDERAL TAX RATE				
Canadian-Controlled	17	26		
Foreign-Controlled	33	23		
TOTAL INDUSTRY	30	24		

---

(1) Maximum federal tax rates for 1982 and 1983 were 37.8% and 36.9% of taxable income respectively. Most tax credits are deducted directly from taxes payable.

TAX DEDUCTIONS AND POOLS REMAINING

The petroleum industry reported $55.1 billion of gross revenues for tax purposes before deductions for 1983, up 8% over 1982; revenues after operating and interest expenses, but before tax deductions, rose 17% to $19 billion, as operating expenses (up 4%) rose more slowly than gross revenues.

Table 12. INCOME TAX-RELATED DEDUCTIONS AND REMAINING BALANCES

	TOTAL INDUSTRY		FOREIGN-CONTROLLED		CANADIAN-CONTROLLED	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	- - - - - - - - - - $ billions - - - - - - - - - -					
GROSS REVENUES	$51.2	$55.1	$37.8	$39.9	$13.4	$15.2
less: Operating Expenses	31.7	32.9	26.2	26.5	5.5	6.4
Interest Expenses	3.2	3.2	0.7	0.9	2.4	2.3
Revenues Before Tax Deductions	16.3	19.0	10.9	12.5	5.4	6.5
less: Capital Cost Allowances	2.7	2.9	2.0	1.8	0.7	1.1
Canadian Exploration Exp	2.1	2.4	1.2	1.4	0.9	1.0
Canadian Development Exp	0.7	0.9	0.4	0.4	0.3	0.4
Depletion Allowances	1.0	1.0	0.7	0.6	0.3	0.4
Resource Allowances	3.1	3.7	2.0	2.5	1.1	1.3
All Other Deductions	2.5	2.1	1.2	0.9	1.3	1.2
TAXABLE INCOME	4.2	6.0	3.4	4.9	0.8	1.1
INCOME TAX PAYABLE	1.5	1.8	1.4	1.4	0.1	0.4
TAX POOLS REMAINING	17.7	19.7	8.7	9.5	9.0	10.1
NON-CAPITAL LOSSES REMAINING	1.8	2.6	0.1	0.7	1.6	1.9

At the end of 1983, tax pools (1) and non-capital losses remaining amounted to $19.7 billion and $2.6 billion respectively. The 1983 increase in tax pools was 11% over 1982, while remaining non-capital losses rose 47%, reflecting the weak downstream segment and losses by some Canadian-controlled companies due to high interest charges resulting from takeover activity in preceding years.

Canadian-controlled companies, which experienced a 13% rise in tax pools, hold over 50% of the tax pools and 75% of the remaining non-capital losses, though they account for only 28% of taxable gross revenues. They can therefore expect to shelter more future income through available deductions than their foreign-controlled counterparts.

---

(1) Tax pools are accumulated eligible expenditures available to reduce taxable income in future years.

TAX EXPENDITURES(1)

In 1983, the petroleum industry claimed for tax purposes $3.7 billion in resource allowances, up 21% from 1982. They represent 25% of resource profits and are provided instead of the deductibility of provincial royalties. Resource allowances in 1983 equalled 75% of provincial royalties paid (Table 13).

Depletion allowances claimed in 1983 amounted to $1.02 billion, marginally up from $0.96 billion claimed in 1982. The small rise in depletion claimed is a reflection of the increase in resource profits rather than of current exploration activities as earned depletion allowances are being phased out for conventional exploration and development expenditures on provincial lands. The unclaimed balance of accumulated earned depletion at the end of 1983 was 14% lower than at the end of 1982 (Appendix A-15).

Investment tax credits increased $116 million to $232 million for 1983, and industry's response to the introduction of the scientific research tax credit resulted in a $354 million deduction against taxes.

Table 13. SELECTED TAX EXPENDITURES

	TOTAL INDUSTRY		FOREIGN-CONTROLLED		CANADIAN-CONTROLLED	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	$ billions					
RESOURCE ALLOWANCES	3.08	3.74	1.97	2.46	1.11	1.28
DEPLETION ALLOWANCES	0.97	1.02	0.65	0.65	0.32	0.37
SCIENTIFIC RESEARCH TAX CREDITS	-	0.35	-	0.34	-	0.01
INVESTMENT TAX CREDITS	0.12	0.23	0.10	0.17	0.02	0.06
Memo Items:						
Provincial Royalties	4.57	4.97	3.05	3.32	1.52	1.65
	(%)					
Resource Allowances As A Per Cent Of Provincial Royalties	67	75	65	74	73	78

---

(1) The tax system contains provisions for non-deductibility of certain costs and deductions (allowances) and credits some of which do not apply to other sectors of the economy, reflecting the unique nature of exploration activities and resource development. Cumulatively these are referred to as tax expenditures. The most important examples of these tax expenditures are accelerated write-offs, resource allowances, depletion allowances, scientific research tax credits and investment tax credits. For a fuller discussion of tax expenditures see "Government of Canada: Tax Expenditure Account", December 1980, Department of Finance.

APPENDICES

		Page
A	**SUPPLEMENTARY DATA**	
1	Petroleum and Natural Gas Supply and Demand Summary	A-1
2	Canadian Crude Oil Prices : 1979-1984	A-2
3	Changes to the Petroleum Compensation Charge and Similar Charges	A-3
4	Net Income by Sector and Segment	A-4
5	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	A-5
6	PIP Grants by Area and Type of Expenditure	A-6
7	Well Completions and Metres Drilled in Canada	A-7
8	Upstream Capital Expenditures -- Provincial Lands	A-8
9	Exploration Expenditures in Canada -- by Area	A-9
10	Ratio of Capital Expenditures to Internal Cash Flow	A-10
11	Ratio of Capital Expenditures and Inventory Investment to Internal Cash Flow	A-11
12	Dividend Payments	A-12
13	Rate of Return Calculations on Shareholders' Equity	A-13
14	International Flows of Funds: 1983	A-14
15	Current Year Deductions and Remaining Tax Pools	A-15
B	**COMPLETE SURVEY RESULTS**	
1	Income and Expense Statement	B-1
2	Financial Performance by Main Business Segments	B-7
3	Sources and Uses of Funds	B-9
4	Upstream Canadian Capital Expenditures by Location	B-10
5	Capital Expenditures by Activity	B-11
6	Balance Sheet	B-12
7	Volume and Value of Production	B-13
8	Upstream Operating Costs and Royalties	B-14
9	Determination of Taxable Income by Control for all Canadian Activities	B-15
10	Upstream Taxable Income Calculation by Control	B-18
C	**GLOSSARY OF TERMS**	C-1
D	**PMA TERMS OF REFERENCE**	D-1

PETROLEUM AND NATURAL GAS SUPPLY AND DEMAND SUMMARY[a]

(first six months)

		1983	1984	Increase (Decrease)
		(thousands m^3/day)		(%)
PETROLEUM[b]				
Production[c]	- Crude Oil	216	242	12
	- Natural Gas Liquids	42	47	12
	- TOTAL PRODUCTION	258	289	12
Net Exports[d]	- Crude Oil	13	15	16
	- Natural Gas Liquids	22	21	(6)
	- Refined Products	13	12	(10)
	- TOTAL NET EXPORTS	48	48	(1)
Consumption	- Natural Gas Liquids	18	23	26
	- Refined Products	221	226	2
	- TOTAL CONSUMPTION	239	249	4
		(millions m^3/day)		(%)
NATURAL GAS				
Production		183	196	7
Net Exports		57	59	4
Consumption		137	151	10
NEB Export Authorization		142	144	1

NOTES: (a) Figures represent total industry activity and are derived from a number of sources -- provincial governments, Energy, Mines and Resources Canada, and Statistics Canada. Industry's own use (e.g. refinery fuel) and inventory changes are not included.

(b) Includes conventional and synthetic crude oil and natural gas liquids (propane, butane and ethane) derived from gas plants and gas reprocessing plants.

(c) Includes refinery production.

(d) Net exports of crude oil, natural gas liquids and refined products. On a gross basis, petroleum imports (including exchange receipts) for the first half of 1983 and 1984 were 36 000 and 53 000 m^3/d (226 000 and 334 000 b/d) respectively, or 15% and 21% of domestic consumption in those periods.

Appendix A-2

CANADIAN CRUDE OIL PRICES: 1979-1984

	Conventional Old Oil Wellhead Price		Petroleum Compensation & Other Charges (a)		Cost Of Crude Oil Exclusive Of Transportation (b)		Refiner Acquisition Cost At Montreal	
	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)
1979								
Dec 31	13.75	86.53	0.85	5.35	14.60	91.88	15.65	98.49
1980								
Jan 1	14.75	92.83			15.60	98.18	16.65	104.78
April 1			1.00	6.29	15.75	99.12	16.80	105.72
July 12			1.75	11.01	16.50	103.84	17.73	111.57
Aug 1	16.75	105.41			18.50	116.42	19.73	124.16
Nov 1			2.55	16.04	19.30	121.45	20.53	129.20
1981								
Jan 1			5.05	31.77	21.80	137.18	23.07	145.18
Jan 1	17.75	111.70			22.80	143.47	24.07	151.47
Mar 3			5.80	36.52	23.55	148.22	25.01	157.39
May 1			6.95	43.77	24.70	155.47	26.16	164.62
June 3			8.05	50.66	25.80	162.36	27.26	171.51
June 3			9.30	58.53	27.05	170.23	28.51	179.41
July 1	18.75	117.99			28.05	176.52	29.52	185.77
Sept 22					28.05	176.52	29.51	185.71
Oct 1	21.25	133.73			30.55	192.26	32.02	201.50
Dec 1			7.45	46.89	28.70	180.62	30.24	190.30
1982								
Jan 1	23.50	147.89			30.95	194.78	32.54	204.77
July 1	25.75	162.05			33.20	208.94	34.90	219.63
1983								
Jan 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	35.79	225.25
June 30	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.03	226.75
Sept 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.40	229.06
Dec 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.42	229.17
1984								
Jan 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	35.98	226.43
June 30	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	35.95	226.26

NOTES: (a) See Appendix A-3 for detail pertaining to these charges.

(b) Gathering and transportation costs make up the difference between the blended price of Canadian crude oil, exclusive of transportation and the refiner acquisition cost at Montreal. These costs amounted to $8.15/m^3 ($1.30/bbl) in December 1983.

CHANGES TO THE PETROLEUM COMPENSATION CHARGE AND SIMILAR CHARGES

	Type of Change	Change		Level Of Total Charges	
		($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)
1980					
April 1	PCC Increase	0.15	0.94	1.00	6.29
July 2	PCC Increase	0.75	4.72	1.75	11.01
November 1	PCC Increase	0.80	5.03	2.55	16.04
1981					
January 1	PCC Increase	2.50	15.73	5.05	31.77
March 3	SCC Imposed	0.75	4.75	5.80	36.52
May 1	COSC Imposed	1.15	7.25	6.95	43.77
June 3	SCC Increase	1.10	6.89	8.05	50.66
June 3	PCC Increase	1.25	7.87	9.30	58.53
September 22	SCC Abolished	(1.85)	(11.64)		
	PCC Increase	1.85	11.64	9.30	58.53
November 30	PCC Decrease	(1.85)	(11.64)	7.45	46.89
1982	No changes	-	-	7.45	46.89
1983					
January 1	PCC Decrease	(2.54)	(16.00)	4.91	30.89
1984	No changes	-	-	4.91	30.89

NOTE: PCC Petroleum Compensation Charge

SCC Special Compensation Charge

COSC Canadian Ownership Special Charge

NET INCOME BY SECTOR AND SEGMENT

(first six months)

	1983	1984	Increase (Decrease)	
	------ $ millions ------			(%)
CANADIAN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	438	434	(4)	(1)
Downstream	(31)	(4)	27	-
Other Canadian Operations	-	61	61	-
Foreign Activities	(119)	(29)	90	-
Total Canadian-Controlled	288	462	174	60
FOREIGN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	1035	1195	160	16
Downstream	(109)	105	214	-
Other Canadian Operations	(22)	(90)	(68)	-
Foreign Activities	6	9	3	57
Total Foreign-Controlled	910	1219	309	34
TOTAL INDUSTRY				
Upstream	1473	1629	156	11
Downstream	(140)	101	241	-
Other Canadian Operations	(22)	(29)	(7)	-
Foreign Activities	(113)	(20)	93	-
TOTAL INDUSTRY	1198	1681	483	40

COMPARISON OF INTEREST CHARGES WITH INCOME BEFORE TAXES[a]

(first six months)

	(1) Income Before Taxes	(2) Interest Charges Incurred	(3) Ratio of Column (2) to (1)
	$ millions		(%)
Integrateds	2084	249	12
Senior Companies			
Canadian-Controlled	1614	734	45
Foreign-Controlled	882	14	2
Junior Companies			
Canadian-Controlled	582	350	60
Foreign-Controlled	204	119	59
TOTAL INDUSTRY	5365	1466[b]	27
Canadian-Controlled	2195	1084	49
Foreign-Controlled	3170	382	12

NOTES: (a) The figures in Column 1 represent the total of income before taxes from total operations and expensed interest. Column 2 shows total interest charges incurred (both expensed and capitalized). Column 3 is the ratio of Column 2 to Column 1.

(b) In addition to the $1.3 billion of interest charges expensed in the first six months of 1984, $173 million was capitalized (almost all by Canadian-controlled companies).

PIP GRANTS BY AREA AND TYPE OF EXPENDITURE

(first six months)

	Exploration	Development & Production	TOTAL	Canadian-Controlled	Foreign-Controlled
			$ millions		
British Columbia					
1983	11	2	13	13	-
1984	13	2	15	15	-
Alberta					
1983	85	32	117	117	-
1984	86	49	136	136	-
Saskatchewan					
1983	4	3	7	7	-
1984	8	9	17	17	-
Other Provinces					
1983	3	2	5	5	-
1984	2	1	2	3	-
Beaufort Sea					
1983	122	-	122	116	6
1984	141	-	141	134	8
Labrador East					
1983	125	-	125	118	7
1984	173	-	173	156	17
Atlantic Shelf South					
1983	149	-	149	126	24
1984	176	-	176	162	14
Other Canada Lands					
1983	38	-	38	34	4
1984	51	-	51	44	8
TOTAL					
1983	536	38	574	533	41
1984	651	61	711	665	47

NOTE: PIP grants are incentives to qualifying enterprises carrying out exploration, development and production activities in Canada. The Government of Alberta administers and pays the incentives for activities within that province, and the Government of Canada administers the program elsewhere in Canada.

WELL COMPLETIONS AND METRES DRILLED IN CANADA

(first six months)

	EXPLORATORY			DEVELOPMENT		
	1983	1984	Increase (Decrease) (%)	1983	1984	Increase (Decrease) (%)
WELL COMPLETIONS (Number of Wells)						
British Columbia)	22	103	368	16	29	81
Alberta	870	993	14	1425	1586	11
Saskatchewan	220	273	24	405	814	101
Other Provinces	40	41	2	81	113	48
Northern Canada[a]	11	15	36	9	20	186
Offshore[b]	6	7	17	-	-	-
TOTAL	1169	1432	22	1936	2562	32
METRES DRILLED (Thousands)						
British Columbia	44	96	118	25	40	60
Alberta	1392	1519	9	1693	1796	6
Saskatchewan	190	304	60	352	741	111
Other Provinces	33	25	(24)	62	91	47
Northern Canada[a]	23	39	70	6	13	117
Offshore[b]	33	33	-	-	-	-
TOTAL	1715	2016	18	2138	2681	25

NOTES: (a) All areas in Canada North of 60°, including Hudson Bay.

(b) East coast and West coast offshore areas.

SOURCE: Oil Week, July 23, 1984

UPSTREAM CAPITAL EXPENDITURES -- PROVINCIAL LANDS[a]

(first six months)

	Exploration[b]		Development[b]		Production[c]	
	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	$ millions					
British Columbia	84	148	6	30	6	7
Alberta	870	1032	305	402	407	385
Saskatchewan	63	89	32	55	37	46
Other Provinces	17	16	9	5	7	5
TOTAL PROVINCES	1033	1284	352	492	457	443

NOTES: (a) Outlays on non-conventional heavy oil and oil sands are not included.

(b) Includes PIP grants and capitalized overhead.

(c) Includes capitalized overhead.

EXPLORATION EXPENDITURES IN CANADA -- BY AREA[a]

(first six months)

	1983	1984	Increase (Decrease)
	-- $ millions --		(%)
PROVINCES[b]	1033	1284	24
CANADA LANDS			
Beaufort Sea	232	219	(6)
Labrador East	231	316	37
Sverdrup Basin	51	43	(14)
Atlantic Shelf South	266	278	5
TOTAL CANADA LANDS	795	898	13
TOTAL CANADA	1828	2183	19

NOTES: (a) Includes PIP grants and capitalized overhead.

(b) Appendix A-8 provides a breakdown of exploration expenditures by province.

RATIO OF CAPITAL EXPENDITURES TO INTERNAL CASH FLOW

(first six months)

	Upstream[a]		Petroleum-related[b]	
	1983	1984	1983	1984
	(%)		(%)	
Integrateds	51	53	91	62
Senior Companies				
Canadian-Controlled	76	71	82	71
Foreign-Controlled	49	58	49	57
Junior Companies				
Canadian-Controlled	77	87	98	90
Foreign-Controlled	90	95	89	93
TOTAL INDUSTRY	63	65	82	68
Canadian-Controlled	77	76	86	76
Foreign-Controlled	54	58	80	63

NOTES: (a) Upstream capital expenditures (net of PIP and other incentive grants) in Canada as a percentage of upstream cash flow.

(b) Petroleum-related (upstream plus downstream) capital expenditures in Canada as a percentage of internal cash flow generated by petroleum-related activities.

RATIO OF CAPITAL EXPENDITURES AND INVENTORY INVESTMENT TO INTERNAL CASH FLOW

(first six months)

	INVENTORY CHANGE	
	Excluded	Included
	(%)	(%)
Integrateds	66	61
Senior Companies		
Canadian-Controlled	76	80
Foreign-Controlled	66	61
Junior Companies		
Canadian-Controlled	107	109
Foreign-Controlled	95	90
TOTAL INDUSTRY	76	74
Canadian-Controlled	87	90
Foreign-Controlled	68	63

NOTE: Inventory values are reported to the PMA on a total company basis. The figures in the first column compare total capital expenditures (net of PIP) excluding inventories with internal cash flow from total operations. The second column shows the effect on investment ratios of including the change in inventory outlays with capital expenditures.

DIVIDEND PAYMENTS

(first six months)

	1983	1984	Per cent of Net Income[a] 1983	1984
	- $ millions -		(%)	
Integrateds	315	312	59	38
Senior Companies				
Canadian-Controlled	146	170	93	47
Foreign-Controlled	10	10	3	3
Junior Companies				
Canadian-Controlled	47	42	36	40
Foreign-Controlled	10	44	17	98
TOTAL INDUSTRY	529	578	44	34
Canadian-Controlled	193	212	67	46
Foreign-Controlled	335	366	37	30

NOTE: (a) Derived by dividing dividend payments for each company group by their net income on total operations (Appendix B, Schedule 1). Percentages are not shown where company groups reported operating losses (indicated by asterisks).

RATE OF RETURN CALCULATIONS ON SHAREHOLDERS' EQUITY

SHAREHOLDERS' EQUITY[a]	1980	1981	1982	1983	First 6 Months 1984
			(%)		
Manufacturing	14.0	11.5	4.4	9.6	12.4
Mining	18.7	8.4	(1.1)	1.6	4.0
Other Non-financial	13.2	12.1	8.9	11.2	10.8
TOTAL NON-FINANCIAL (excluding petroleum)	14.4	11.3	5.3	9.2	10.8
PETROLEUM	20.0	10.8	7.5	9.1	9.4

SOURCE: Statistics Canada 61-003, Industrial Corporations Quarterly.

NOTES: (a) Return on equity is defined as net profit after tax, divided by average book value of equity. It measures the rate of return on shareholders' investment (paid-in capital and retained earnings). This measure is often used to compare the performance of companies that may vary by type and by size.

INTERNATIONAL FLOWS OF FUNDS: 1983

	CURRENT ACCOUNT						CAPITAL ACCOUNT			
	Interest	Dividends Direct[a]	Dividends Other	Business Service Payments Direct[a]	Business Service Payments Other	TOTAL	Direct	Other	TOTAL	GRAND TOTAL
	$ millions									
INTERNATIONAL TRANSACTIONS RELATED TO LONG-TERM INVESTMENTS IN CANADA										
Canadian-Controlled	(424)	-	(3)	-	(12)	(439)	-	(58)	(58)	(497)
Foreign-Controlled	(351)	(512)	(26)	(72)	(23)	(984)	(303)	27	(276)	(1,260)
INFLOWS (OUTFLOWS)	(775)	(512)	(29)	(72)	(35)	(1,423)	(303)	(31)	(334)	(1,757)
INTERNATIONAL TRANSACTIONS RELATED TO LONG-TERM INVESTMENTS ABROAD										
Canadian-Controlled	3	154	-	-	-	157	83	6	89	246
Foreign-Controlled	42	2	-	14	-	58	(128)	(2)	(130)	(72)
INFLOWS (OUTFLOWS)	45	156	-	14	-	215	(45)	4	(41)	174
INTERNATIONAL TRANSACTIONS RELATED TO SHORT-TERM INVESTMENTS										
Canadian-Controlled						-	(300)	12	(288)	(288)
Foreign-Controlled						-	-	(52)	(52)	(52)
INFLOWS (OUTFLOWS)						-	(300)	(40)	(340)	(340)
TOTAL										
Canadian-Controlled						(282)	(217)	(40)	(257)	(539)
Foreign-Controlled						(926)	(431)	(27)	(458)	(1,384)
INFLOWS (OUTFLOWS)						(1,208)	(648)	(67)	(715)	(1,923)

NOTES: (a) Direct transactions are those which are between related companies (non-arm's length).

CURRENT YEAR DEDUCTIONS AND TAX POOLS REMAINING[1]
ALL COMPANIES

	CANADIAN-CONTROLLED			FOREIGN-CONTROLLED		
	Deductions	Remaining Balance	Utilization Rate[3]	Deductions	Remaining Balance	Utilization Rate[3]
	- - - $ millions - - -		(%)	- - - $ millions - - -		(%)
1981[2]						
CCA	715	3177	18	1389	3639	28
CEE	1128	1095	51	1859	541	77
CDE	421	1270	25	444	1119	28
Earned Dep.	259	1674	13	513	1365	27
COGPE	70	724	9	76	802	9
FE&D	104	236	31	20	92	17
TOTAL	2880	8410	26	4419	7837	36
1982						
CCA	742	3616	17	1970	4402	31
CEE	932	1188	44	1203	638	65
CDE	348	1114	24	383	1208	24
Earned Dep.	303	1495	17	645	1273	34
COGPE	99	803	11	80	779	9
FE&D	51	288	15	8	40	17
TOTAL	2562	8988	22	4295	8741	33
1983						
CCA	1066	4353	20	1792	5012	26
CEE	1001	1313	43	1357	747	65
CDE	420	997	30	437	1202	27
Earned Dep.	323	1454	18	627	979	39
COGPE	136	1138	11	126	984	11
FE&D	46	390	11	20	92	18
TOTAL	3116	9887	24	4385	9508	32

(1) Abbreviations are: CCA = Capital Cost Allowance, CEE = Canadian Exploration Expense, CDE = Canadian Development Expense, Earned Dep = Earned Depletion, COGPE = Canadian Oil and Gas Property Expense and F.E.+D = Foreign Exploration and Development Expense. Totals include other tax categories and are not individually specified.

(2) As this is the first time comprehensive information on the industry's income tax position has been provided in this report, tax data obtained by the PMA for 1981 is included here and in Appendices B-9 and B-10.

(3) Utilization rate is the ratio of deductions to remaining balances before deductions.

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT
(FIRST SIX MONTHS)

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1983 ($ MILLIONS)	1984 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)
TOTAL INDUSTRY															
TOTAL REVENUES	11681	13022	11.5	15066	16310	8.3	968	1002	3.5	741	905	22.2	28456	31239	9.8
PGRT & NGGLT & IORT	973	1141	17.3	0	0	-	0	0	-	0	0	-	973	1141	17.3
PCC	0	0	-	1148	1117	-2.8	0	0	-	0	0	-	1148	1117	-2.8
ROYALTIES AND TAXES	3006	3199	6.4	901	989	9.7	0	1	203.9	81	27	-67.1	3989	4216	5.7
TOT.REV. AFTER RYLTIES	7703	8682	12.7	13016	14204	9.1	968	1001	3.4	660	879	33.2	22346	24765	10.8
INTEREST EXPENSES	688	756	9.9	92	132	43.4	329	318	-3.4	72	87	20.9	1180	1293	9.5
OPERATING COSTS	1875	2007	7.1	1315	1268	-3.6	430	384	-10.6	307	270	-11.8	3926	3930	0.1
E&D CHARGED TO OPER.	405	386	-4.6	0	0	100.0	16	22	38.0	8	9	13.5	429	417	-2.7
DEPRECIATION	527	363	10.9	248	288	16.1	74	103	40.0	52	69	31.5	702	823	17.3
DEPLETION	506	655	29.5	0	0	-	1	3	90.4	118	151	28.2	625	809	29.4
WRITE-OFFS, AMORT.	189	291	53.9	3	3	-4.4	-24	-11	55.4	100	35	-65.0	268	318	18.7
NON-CASH CHARGES & EDP	1427	1694	18.8	251	291	15.9	68	118	73.8	277	263	-5.1	2023	2367	17.0
OTHER EXPENSES	348	294	-15.4	11698	12386	5.9	242	238	-1.7	46	168	264.5	12334	13085	6.1
INCOME BEFORE TAXES	3365	3930	16.8	-340	127	137.4	-101	-57	43.2	-42	91	317.0	2882	4091	41.9
CURRENT INCOME TAX	1229	1620	31.8	-298	-35	88.3	-43	-62	-45.7	95	60	-37.3	984	1583	60.8
INC.AFT.CURR.INC.TAX	2136	2310	8.2	-42	162	-	-58	5	107.9	-137	31	122.9	1898	2508	32.1
DEFERRED INCOME TAX	662	681	2.9	98	61	-38.4	-36	34	193.7	-24	51	314.2	701	827	18.0
NET INCOME AFTER TAXES	1473	1629	10.6	-140	101	172.1	-23	-29	-28.3	-113	-20	82.3	1197	1681	40.4
CASH FLOW	3562	4005	12.4	209	453	116.5	9	122	-	140	294	110.0	3921	4875	24.3

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT
(FIRST SIX MONTHS)

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
TOTAL INTEGRATED															
TOTAL REVENUES	4433	4905	10.7	12383	12975	4.8	152	281	84.6	10	10	3.5	16977	18171	7.0
PGRT & NGGLT & IORT	416	444	6.9	0	0	-	0	0	-	0	0	-	416	444	6.9
PCC	0	0	-	939	898	-4.4	0	0	-	0	0	-	939	898	-4.4
ROYALTIES AND TAXES	1254	1336	6.6	720	793	10.2	0	1	178.1	0	0	-	1975	2131	7.9
TOT.REV. AFTER RYLTIES	2763	3125	13.1	10724	11284	5.2	152	280	84.4	10	10	3.5	13648	14698	7.7
INTEREST EXPENSES	26	23	-14.9	51	71	37.4	136	140	2.9	2	2	8.1	215	235	9.0
OPERATING COSTS	652	755	15.9	1160	1077	-7.1	47	113	142.5	1	4	347.8	1859	1949	4.8
E&D CHARGED TO OPER.	255	228	-10.9	0	0	-	13	19	52.0	0	0	4.5	268	247	-7.9
DEPRECIATION	92	100	9.5	159	183	15.4	14	24	69.4	0	0	-8.4	265	309	16.2
DEPLETION	40	50	24.8	0	0	-	0	0	-57.5	0	0	-	41	50	24.2
WRITE-OFFS, AMORT.	97	129	32.3	1	-2	-	-12	36	-	0	0	-94.4	86	162	88.1
NON-CASH CHARGES & EDP	485	507	4.6	160	182	13.8	16	79	-	1	0	-45.4	660	768	16.3
OTHER EXPENSES	60	9	-85.0	9619	9831	2.2	44	39	-10.4	0	1	-	9723	9880	1.6
INCOME BEFORE TAXES	1540	1832	18.9	-265	123	146.3	-90	-92	-2.0	6	4	-43.3	1190	1866	56.7
CURRENT INCOME TAX	738	889	20.4	-298	-49	83.6	-32	-43	-32.1	2	2	-2.9	410	799	94.9
INC.AFT.CURR.INC.TAX	802	943	17.6	32	172	-	-58	-50	14.7	4	2	-62.3	780	1067	36.7
DEFERRED INCOME TAX	125	135	8.0	143	73	-49.3	-25	38	250.9	0	0	-	243	246	1.0
NET INCOME AFTER TAXES	677	808	19.3	-111	99	189.0	-33	-88	-165.5	4	2	-62.3	537	821	52.8
CASH FLOW	1287	1450	12.7	192	353	84.1	-43	30	169.5	5	2	-59.6	1441	1835	27.3

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT
(FIRST SIX MONTHS)

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)
FOREIGN CONTROLLED SENIOR															
TOTAL REVENUES	2064	2247	8.9	57	11	-83.0	51	40	-20.6	55	135	143.6	2238	2434	8.8
PGRT & NGGLT & IORT	177	205	15.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	177	205	15.5
PCC	0	0	-	16	0	-99.6	0	0	-	0	0	-	16	0	-99.6
ROYALTIES AND TAXES	558	591	5.9	5	5	0.3	0	0	-	9	13	43.3	572	609	6.4
TOT.REV. AFTER RYLTIES	1329	1452	9.2	46	7	-85.2	51	40	-20.6	46	122	163.4	1472	1620	10.1
INTEREST EXPENSES	12	2	-82.5	0	0	-100.0	4	6	74.9	0	6	-	16	14	-12.1
OPERATING COSTS	314	328	4.6	2	1	-41.7	32	34	5.3	14	37	174.0	361	400	10.8
E&D CHARGED TO OPER.	100	114	14.0	0	0	-	2	1	-35.0	1	1	3.8	103	117	12.9
DEPRECIATION	59	58	-2.0	1	0	-61.1	1	2	25.7	2	2	-14.1	64	62	-2.6
DEPLETION	32	36	12.9	0	0	-	0	0	-	8	38	352.9	40	74	84.5
WRITE-OFFS, AMORT.	36	80	124.4	0	0	-	1	1	-4.3	4	3	-23.2	40	84	108.6
NON-CASH CHARGES & EDP	227	289	27.0	1	0	-61.1	4	4	-9.1	15	44	187.0	248	337	36.1
OTHER EXPENSES	51	-3	-105.8	44	0	-100.0	2	4	139.5	1	-1	-188.4	98	0	-99.5
INCOME BEFORE TAXES	725	836	15.3	-1	5	-	9	-8	-183.4	16	36	118.6	750	869	15.9
CURRENT INCOME TAX	328	454	38.4	-2	2	207.4	-9	-7	23.2	7	16	146.4	324	465	43.6
INC.AFT.CURR.INC.TAX	397	382	-3.8	1	4	195.2	18	-1	-105.8	10	19	99.4	426	404	-5.2
DEFERRED INCOME TAX	102	43	-58.5	1	0	-64.6	7	5	-27.3	0	3	-	110	51	-54.1
NET INCOME AFTER TAXES	295	339	15.2	0	3	-	11	-6	-155.6	10	16	71.4	316	353	11.9
CASH FLOW	624	671	7.4	2	4	92.4	22	3	-87.1	25	63	153.4	673	741	10.0

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT
(FIRST SIX MONTHS)

	------UPSTREAM------			-----DOWNSTREAM-----			--OTHER OPERATIONS--			-FOREIGN ACTIVITIES-			--TOTAL OPERATIONS--		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CANADIAN CONTROLLED SENIOR															
TOTAL REVENUES	3427	3753	9.5	2599	3274	26.0	442	419	-5.1	237	311	31.2	6704	7758	15.7
PGRT & NGGLT & IGRT	245	315	28.8	0	0	-	0	0	-	0	0	-	245	315	28.8
PCC	0	0	-	193	219	13.3	0	0	-	0	0	-	193	219	13.3
ROYALTIES AND TAXES	745	741	-0.5	177	191	8.3	0	0	-	8	8	-1.5	930	941	1.2
TOT.REV. AFTER RYLTIES	2437	2697	10.7	2229	2864	28.5	442	419	-5.1	229	303	32.4	5335	6282	17.7
INTEREST EXPENSES	348	447	28.4	41	42	3.7	159	136	-14.4	27	22	-20.0	575	647	12.5
OPERATING COSTS	668	622	-7.0	146	178	22.4	171	129	-24.5	152	71	-53.1	1137	1000	-12.0
E&D CHARGED TO OPER.	8	7	-18.9	0	0	-	0	0	-100.0	0	0	-	8	7	-19.2
DEPRECIATION	127	146	15.3	87	95	8.8	43	56	30.8	14	13	-8.6	270	309	14.4
DEPLETION	245	346	41.1	0	0	-	1	2	205.2	56	37	-34.4	302	385	27.5
WRITE-OFFS, AMORT.	29	37	29.2	3	5	83.1	-12	-49	-303.5	89	-1	-101.0	108	-8	-107.8
NON-CASH CHARGES & EDP	409	536	31.0	90	99	11.0	31	9	-72.4	159	49	-69.3	688	692	0.6
OTHER EXPENSES	166	201	20.5	2034	2531	24.4	116	97	-16.2	22	146	-	2338	2975	27.2
INCOME BEFORE TAXES	845	892	5.6	-81	13	115.6	-36	48	233.8	-131	15	111.3	597	968	62.2
CURRENT INCOME TAX	191	265	38.6	2	18	-	-7	-12	-71.6	10	5	-52.2	196	276	40.7
INC.AFT.CURR.INC.TAX	654	627	-4.0	-83	-5	93.5	-29	60	310.8	-142	10	107.0	401	692	72.7
DEFERRED INCOME TAX	317	336	6.3	-47	-5	89.3	-26	-9	64.0	0	11	-	243	333	36.8
NET INCOME AFTER TAXES	337	291	-13.7	-36	-0	99.1	-2	70	-	-142	-1	99.1	157	359	128.2
CASH FLOW	1063	1163	9.5	7	94	-	3	69	-	17	59	235.5	1089	1384	27.1

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT
(FIRST SIX MONTHS)

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)
FOREIGN CONTROLLED JUNIOR															
TOTAL REVENUES	551	701	27.2	3	11	236.0	11	14	21.9	17	12	-30.8	582	737	26.6
PGRT & NGGLT & IORT	42	61	44.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	42	61	44.5
PCC	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
ROYALTIES AND TAXES	124	170	37.0	0	0	-87.2	0	0	-	1	0	-88.5	125	171	36.3
TOT.REV. AFTER RYLTIES	384	469	22.1	3	11	240.8	11	14	21.9	16	12	-28.5	415	505	21.8
INTEREST EXPENSES	78	85	9.4	0	0	200.0	2	2	19.5	9	9	4.7	88	96	9.1
OPERATING COSTS	82	110	33.8	1	2	26.5	4	5	40.5	8	4	-41.8	95	121	27.9
E&D CHARGED TO OPER.	17	19	11.9	0	0	100.0	0	0	-	0	0	-	17	19	11.9
DEPRECIATION	11	15	35.7	0	0	-16.0	0	1	22.5	7	5	-18.4	19	22	15.0
DEPLETION	50	58	16.9	0	0	-	0	0	-	1	1	16.9	51	59	16.9
WRITE-OFFS, AMORT.	20	27	37.6	0	0	-	-0	0	103.9	0	0	-	19	27	38.8
NON-CASH CHARGES & EDP	98	120	22.3	0	0	-15.8	0	1	46.5	8	7	-12.4	106	127	19.8
OTHER EXPENSES	22	46	113.7	0	5	-	6	2	-64.9	1	0	-46.5	28	54	89.0
INCOME BEFORE TAXES	105	108	3.4	1	4	209.2	-0	4	-	-8	-9	-8.7	98	107	10.1
CURRENT INCOME TAX	17	16	-5.3	-0	1	243.6	0	0	-	0	0	-	17	17	2.4
INC.AFT.CURR.INC.TAX	88	92	5.1	2	3	84.4	-0	4	-	-8	-9	-10.2	81	91	11.6
DEFERRED INCOME TAX	25	44	79.1	0	0	-	-1	1	252.3	0	0	-44.4	24	45	89.8
NET INCOME AFTER TAXES	63	48	-23.8	2	3	75.8	0	3	-	-8	-9	-9.9	57	45	-21.1
CASH FLOW	186	212	14.2	2	3	62.6	0	5	-	-0	-2	-	187	218	16.2

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT
(FIRST SIX MONTHS)

	------UPSTREAM------			-----DOWNSTREAM-----			--OTHER OPERATIONS--			-FOREIGN ACTIVITIES-			--TOTAL OPERATIONS--		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CANADIAN CONTROLLED JUNIOR															
TOTAL REVENUES	1207	1415	17.3	15	39	161.1	312	248	-20.6	422	438	3.8	1955	2140	9.4
PGRT & NGGLT & IORT	93	116	24.7	0	0	-	0	0	-	0	0	-	93	116	24.7
PCC	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
ROYALTIES AND TAXES	324	360	11.1	0	0	-	0	0	-	63	5	-91.4	387	365	-5.6
TOT.REV. AFTER RYLTIES	790	940	19.0	15	39	161.1	312	248	-20.6	359	432	20.5	1475	1659	12.4
INTEREST EXPENSES	224	200	-10.8	0	19	-	28	33	17.4	33	48	44.6	286	301	5.2
OPERATING COSTS	159	193	21.0	6	9	54.9	176	103	-41.5	133	154	15.9	475	460	-3.2
E&D CHARGED TO OPER.	24	18	-22.9	0	0	-	1	2	19.0	7	7	15.1	32	27	-13.1
DEPRECIATION	38	43	12.0	1	10	-	15	21	39.6	29	48	66.9	83	121	46.2
DEPLETION	139	165	18.6	0	0	-	0	0	-32.1	52	75	43.0	192	240	25.2
WRITE-OFFS, AMORT.	8	18	135.3	0	0	-100.0	-0	2	-	7	33	378.1	14	53	278.7
NON-CASH CHARGES & EDP	208	244	16.9	1	10	-	17	26	54.6	94	163	72.8	320	442	38.0
OTHER EXPENSES	48	41	-13.6	1	18	-	75	96	27.9	23	21	-9.0	147	176	19.8
INCOME BEFORE TAXES	150	262	74.4	6	-18	-375.6	16	-10	-158.7	75	46	-38.8	248	281	13.3
CURRENT INCOME TAX	-44	-3	92.4	1	-7	-	5	-1	-111.8	76	36	-52.4	38	25	-32.2
INC.AFT.CURR.INC.TAX	195	266	36.4	6	-11	-287.7	11	-9	-182.0	-1	10	-	210	255	21.5
DEFERRED INCOME TAX	93	123	31.5	1	-7	-	9	-1	-111.8	-24	38	255.8	80	152	90.3
NET INCOME AFTER TAXES	101	143	40.9	5	-3	-174.9	2	-8	-	23	-28	-223.1	130	103	-20.6
CASH FLOW	403	509	26.3	7	-1	-119.4	27	17	-39.2	93	173	85.5	530	697	31.4

SCHEDULE 2. FINANCIAL PERFORMANCE FOR MAIN BUSINESS SEGMENTS

(first six months)

UPSTREAM OPERATIONS

	Total Industry			Integrateds			Foreign Seniors			Canadian Seniors			Foreign Juniors			Canadian Juniors		
	1983	1984	Chg	1983	1984	Chg	1983	1984	Chg	1983	1984	Chg	1983	1984	Chg	1983	1984	Chg
	- $10^3 m^3$ -		(%)	- $10^3 m^3$ -		(%)	- $10^3 m^3$ -		(%)	- $10^3 m^3$ -		(%)	- $10^3 m^3$ -		(%)	- $10^3 m^3$ -		(%)
PRODUCTION IN m^3 OF OIL EQUIVALENT	70062	74652	7	25342	27182	7	12214	12744	4	20612	21094	2	3536	4247	20	8357	9385	12
KEY FINANCIAL ITEMS	- $ millions -			- $ millions -			- $ millions -			- $ millions -			- $ millions -			- $ millions -		
GROSS REVENUE	11681	13022	12	4433	4905	11	2064	2247	9	3427	3753	10	551	701	27	1206	1415	17
CASH INCOME	3562	4005	12	1287	1450	13	624	671	7	1063	1163	10	186	212	14	403	509	26
NET INCOME	1473	1629	11	677	808	19	295	339	15	337	291	(14)	63	48	(24)	101	143	41
NET INCOME PLUS INTEREST	2161	2385	10	703	830	18	306	341	11	685	738	8	141	133	(6)	326	343	5
CAPITAL EMPLOYED	43185	47862	11	8555	10682	25	4592	5672	24	18994	19632	3	2909	3322	14	8134	8553	5
UNIT REVENUES AND COSTS	- $/m^3$ -			- $/m^3$ -			- $/m^3$ -			- $/m^3$ -			- $/m^3$ -			- $/m^3$ -		
GROSS REVENUE	167	174	4	175	180	3	169	176	4	166	178	7	156	165	6	145	151	4
PGRT & NGGLT & IORT	14	15	7	16	16	-	15	16	7	12	15	25	12	14	17	11	12	9
ROYALTIES	43	43	-	50	49	(2)	46	46	-	36	35	(3)	35	40	9	39	39	-
REVENUES AFTER ROYALTIES & TAXES	110	116	5	109	115	6	108	114	6	118	128	8	109	111	2	95	100	5
INTEREST EXPENSES	10	10	-	1	1	-	1	-	-	17	21	24	22	20	(9)	27	21	(22)
OPERATING COSTS EXCLUDING RESEARCH	26	26	-	25	27	8	25	25	-	32	29	(9)	23	25	9	19	21	11
RESEARCH & OTHER EXPENSES	5	4	(20)	3	1	(67)	5	1	(80)	8	10	25	6	11	83	6	4	(33)
CASH INCOME BEFORE TAXES	69	76	10	80	86	7	77	88	14	61	68	11	58	55	(5)	43	54	26
E&D & OIL SANDS R&D EXPENSE	6	5	17	10	8	20	8	12	50	1	1	-	5	5	-	3	2	(33)
DEPRECIATION	5	5	-	4	4	-	5	5	-	6	7	17	3	4	33	4	5	25
DEPLETION	7	9	29	2	2	-	2	2	-	12	16	33	14	14	-	17	17	-
WRITE-OFFS	3	4	33	4	5	25	3	6	100	1	2	50	6	6	-	1	2	50
NET INCOME BEFORE TAXES	48	53	10	60	67	12	59	65	10	41	42	2	30	26	(13)	18	28	56
FEDERAL INCOME TAX	15	18	20	23	26	13	22	28	27	9	11	22	6	5	(17)	2	3	50
PROVINCIAL INCOME TAX	2	4	50	6	7	17	5	8	60	1	1	-	(1)	(1)	-	(7)	(3)	-
DEFERRED INCOME TAX	10	9	(10)	5	5	-	8	3	(62)	15	16	7	7	11	57	11	13	18
NET INCOME AFTER TAXES	21	22	5	26	30	15	24	27	12	16	14	(12)	18	11	(39)	12	15	25
INTERNAL CASH FLOW	51	54	6	51	53	4	51	53	4	52	55	6	24	50	108	48	54	12
RATIOS																		
NATURAL GAS AS A % OF TOTAL PRODUCTION	41	41	n/a	30	28	n/a	41	42	n/a	43	43	n/a	53	50	n/a	64	62	n/a
COOP AS A % OF CONVENTIONAL OIL PRODUCTION	91	66	n/a	93	75	n/a	91	71	n/a	90	57	n/a	90	46	n/a	81	51	n/a
NET INCOME PLUS INTEREST TO CAPITAL EMPLOYED RATIO	10	10	n/a	16	16	n/a	14	12	n/a	8	8	n/a	10	8	n/a	8	8	n/a

SCHEDULE 2. FINANCIAL PERFORMANCE FOR MAIN BUSINESS SEGMENTS

(first six months)

DOWNSTREAM OPERATIONS

	Total Downstream			Petro Chemicals & Other			Total Oil Products Operations (1)						National Refiners-Marketers			Regional Refiners-Marketers		
	1983	1984	Chg	1983	1984	Chg	1983	1984	Chg	1983	1984	Chg	1983	1984	Chg	1983	1984	Chg
	($ Millions)		(%)	($ Millions)		(%)	($ Millions)		(%)	($/m3)		(%)	($/m3)		(%)	($/m3)		(%)
TOTAL REVENUE	14165	15320	8.2	2543	2321	(8.7)	11622	12999	11.9	321.93	350.38	8.8	324.06	348.40	7.5	313.50	357.78	14.1
PCC & COSC	1149	1117	(2.8)	26	7	(73.1)	1123	1110	(1.2)	31.10	29.91	(3.8)	32.48	30.36	(6.5)	25.63	28.20	10.0
COST OF GOODS SOLD	11573	12275	6.1	2230	1922	(13.8)	9343	10353	10.8	258.81	279.07	7.8	258.38	276.88	7.2	260.58	287.30	10.3
INTEREST EXPENSES	92	132	43.4	2	22	-	90	110	22.6	2.48	2.96	19.4	1.17	.97	(17.1)	7.64	10.43	36.5
OPERATING COSTS	1299	1254	(3.4)	148	171	15.5	1151	1083	(5.9)	31.88	29.18	(8.5)	33.31	30.06	(9.8)	26.21	25.88	(1.3)
RES COST (exc OIL SAND)	16	14	(15.5)	2	2	-	14	12	(18.3)	.39	.31	(20.5)	.47	.38	(19.1)	.07	.07	-
OTHER EXPENSES	125	110	(11.8)	7	9	28.6	118	101	(13.9)	3.26	2.74	(15.9)	3.67	2.97	(19.1)	1.65	1.84	11.5
DEPRECIATION	248	288	16.1	39	57	46.2	209	231	10.5	5.81	6.24	7.4	5.41	5.76	6.5	7.35	8.05	9.5
DEPLETION	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WRITE-OFFS & AMORT.	3	3	(4.4)	-	3	-	3	-	-	.10	(.01)	-	.02	(.08)	-	.42	.23	(45.2)
NON-CASH CHARGES AND E&D	251	291	15.9	39	60	53.8	212	231	8.4	5.91	6.23	5.4	5.43	5.68	4.6	7.77	8.28	6.4
INCOME BEFORE TAXES	(340)	127	-	89	128	43.8	(429)	(1)	-	(11.90)	(.02)	-	(10.85)	1.10	-	(16.05)	(4.22)	-
FEDERAL INCOME TAX	(230)	(28)	-	(28)	(20)	-	(202)	(8)	-	(5.60)	(.23)	-	(7.21)	(.86)	-	.74	2.13	186.5
PROVINCIAL INCOME TAX	(68)	(7)	-	(6)	(1)	-	(62)	(6)	-	(1.72)	(.15)	-	(2.17)	(.19)	-	.05	.02	(60.0)
CURRENT INCOME TAX	(299)	(35)	-	(34)	(21)	-	(264)	(14)	-	(7.32)	(.38)	-	(9.38)	(1.05)	-	.79	2.15	168.4
INCOME AFTER CURR. INC. TAX	(42)	162	-	123	149	21.1	(165)	13	-	4.58	.36	-	(1.47)	2.15	-	(16.84)	(6.37)	-
DEFERRED INCOME TAX	98	61	(38.4)	55	48	(12.7)	43	13	(70.1)	1.21	.35	-	3.61	1.48	(59.0)	(8.29)	(3.88)	-
NET INCOME AFTER TAXES	(140)	101	-	68	101	48.5	(208)	-	-	(5.79)	.01	-	(5.08)	.67	-	(8.55)	(2.49)	-
INTERNAL CASH FLOW	209	453	116.5	162	209	29.0	47	244	-	1.33	6.59	-	3.96	7.83	-	(9.07)	1.91	-

(1) The calculation of unit costs and revenues is based on net domestic sales data for the aggregates mentioned.

SCHEDULE 3

SOURCES AND USES OF FUNDS
(FIRST SIX MONTHS)

	1983 ($ MILLIONS) TOTAL INDUSTRY	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS) INTEGRATED COMPANIES	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS) FOREIGN CONTROLLED SENIOR	1984	CHANGE (%)
CASH GENERATED BY OPERATION	3921	4875	24.3	1441	1835	27.3	673	741	10.0
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	862	509	-41.0	309	71	-77.0	13	0	-100.0
ISSUE OF SHARES	899	788	-12.3	168	51	-69.7	22	19	-12.6
GRANTS (PIP & OTHERS)	640	777	21.3	39	52	33.0	25	20	-21.6
ALL OTHER SOURCES	1495	1178	-21.2	167	118	-29.8	22	37	63.0
WORKING CAPITAL DECREASE	1070	1162	8.5	355	43	-88.0	7	97	-
TOTAL SOURCES OF FUNDS	8888	9287	4.5	2480	2169	-12.5	763	913	19.7
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	4457	4155	-6.8	1592	1253	-21.3	376	494	31.6
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	152	153	0.2	1	13	-	2	5	145.3
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	137	180	31.4	0	1	369.0	6	11	91.7
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	289	332	14.9	1	14	-	8	15	104.8
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	4746	4487	-5.5	1593	1267	-20.5	383	510	33.0
DIVIDENDS	529	578	9.4	315	312	-1.0	10	10	-3.7
REDUCTION OF EQUITY	191	102	-46.7	0	0	-88.8	0	0	-
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	720	680	-5.5	315	312	-1.0	10	10	-3.7
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	959	1563	63.0	99	42	-57.6	120	31	-74.2
ALL OTHER APPLICATIONS	1451	959	-33.9	243	110	-54.8	104	107	2.1
WORKING CAPITAL INCREASE	1012	1598	57.9	229	438	90.9	145	256	76.1
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	8888	9287	4.5	2480	2169	-12.5	763	913	19.7

	1983 ($ MILLIONS) CANADIAN CONTROLLED SENIOR	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS) FOREIGN CONTROLLED JUNIOR	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS) CANADIAN CONTROLLED JUNIOR	1984	CHANGE (%)
CASH GENERATED BY OPERATION	1089	1384	27.1	187	218	16.2	530	697	31.4
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	105	2	-98.5	91	274	202.1	345	162	-53.0
ISSUE OF SHARES	449	473	5.3	20	13	-33.6	239	231	-3.4
GRANTS (PIP & OTHERS)	484	524	8.1	8	5	-39.1	84	177	110.4
ALL OTHER SOURCES	991	734	-25.9	180	70	-61.2	135	220	63.2
WORKING CAPITAL DECREASE	265	531	100.7	56	207	273.8	388	284	-26.8
TOTAL SOURCES OF FUNDS	3384	3648	7.8	541	787	45.6	1721	1770	2.9
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	1680	1506	-10.3	177	209	18.5	632	691	9.3
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	38	47	23.8	3	2	-35.1	108	85	-20.9
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	13	24	81.1	0	0	-	118	144	22.3
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	52	72	38.7	3	2	-32.2	225	229	1.6
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	1732	1578	-8.9	180	212	17.6	858	920	7.3
DIVIDENDS	146	170	16.5	10	44	343.5	47	42	-11.2
REDUCTION OF EQUITY	41	21	-47.5	41	25	-39.9	109	56	-48.9
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	187	192	2.6	51	69	34.4	157	98	-37.5
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	325	991	204.7	151	166	9.8	264	333	26.1
ALL OTHER APPLICATIONS	778	245	-68.5	49	278	-	276	219	-20.8
WORKING CAPITAL INCREASE	362	642	77.6	110	62	-43.4	166	200	20.5
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	3384	3648	7.8	541	787	45.6	1721	1770	2.9

SCHEDULE 4

UPSTREAM CANADIAN CAPITAL EXPENDITURES BY LOCATION
(FIRST SIX MONTHS)

	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)
	TOTAL CANADIAN			PROVINCES			CANADA LANDS		
TOTAL INDUSTRY									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	537	760	41.7	497	698	40.5	40	62	56.0
EXPLORATION-DRILLING	1292	1422	10.1	537	586	9.2	755	836	10.8
TOTAL EXPLORATION	1828	2183	19.4	1033	1284	24.3	795	898	13.0
DEVELOPMENT DRILLING	363	507	39.5	352	492	39.7	11	15	33.6
PRODUCTION	539	500	-7.4	457	443	-3.0	82	56	-31.7
NON-CONV,HEAVY OIL & OIL SANDS	157	201	28.5	157	201	28.5	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	2887	3390	17.4	1999	2421	21.1	888	969	9.2
FOREIGN CONTROLLED									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	272	412	51.2	258	390	51.2	14	21	50.0
EXPLORATION-DRILLING	370	402	8.5	218	230	5.8	152	171	12.3
TOTAL EXPLORATION	643	813	26.6	476	621	30.4	167	193	15.5
DEVELOPMENT DRILLING	152	216	42.3	141	202	43.2	11	14	30.5
PRODUCTION	278	244	-12.1	196	194	-0.7	82	50	-39.2
NON-CONV,HEAVY OIL & OIL SANDS	125	153	22.7	125	153	22.7	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	1197	1427	19.2	937	1170	24.8	260	256	-1.2
CANADIAN CONTROLLED									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	264	348	31.9	239	308	29.0	26	41	59.3
EXPLORATION-DRILLING	921	1021	10.8	319	356	11.6	603	665	10.4
TOTAL EXPLORATION	1185	1369	15.5	557	663	19.0	628	706	12.4
DEVELOPMENT DRILLING	211	291	37.5	211	290	37.4	0	1	159.3
PRODUCTION	262	255	-2.4	261	249	-4.7	0	6	-
NON-CONV,HEAVY OIL & OIL SANDS	32	48	50.9	32	48	50.9	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	1690	1964	16.2	1062	1251	17.8	629	713	13.4

SCHEDULE 5

CAPITAL EXPENDITURES BY ACTIVITY (FIRST SIX MONTHS)

	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)
	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
EXPLORATION	1828	2183	19.4	344	451	31.2	218	258	14.8
DEVELOPMENT	363	507	39.5	58	110	90.2	34	55	62.0
PRODUCTION	539	500	-7.4	178	116	-34.9	68	87	28.4
OIL SANDS	157	201	28.5	114	137	20.5	9	14	57.0
TOTAL UPSTREAM	2888	3390	17.4	694	814	17.4	329	407	23.6
TOTAL DOWNSTREAM	855	429	-49.8	696	352	-49.4	1	0	-83.6
URANIUM	2	4	163.9	0	2	343.5	0	0	67.2
COAL	60	97	62.5	16	13	-22.0	39	83	111.5
ALL OTHERS	652	234	-64.1	185	72	-61.1	6	5	-26.3
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	4457	4155	-6.8	1592	1253	-21.3	376	494	31.6
TOTAL CAPITAL EXPEND.ABROAD	289	332	14.9	1	14	-	8	15	104.8
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	4746	4487	-5.5	1593	1267	-20.5	383	510	33.0
	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
EXPLORATION	965	983	1.9	81	112	38.7	221	386	74.9
DEVELOPMENT	111	159	43.2	60	51	-14.9	101	132	31.2
PRODUCTION	189	157	-16.7	32	41	29.8	73	98	34.8
OIL SANDS	31	47	51.3	2	1	-12.1	1	1	38.8
TOTAL UPSTREAM	1295	1346	3.9	175	205	17.4	395	618	56.3
TOTAL DOWNSTREAM	67	64	-4.4	0	0	-	90	12	-86.5
URANIUM	0	0	-	1	2	191.6	0	0	-100.0
COAL	4	1	-69.4	0	0	-	0	0	-
ALL OTHERS	314	95	-69.8	1	1	71.0	146	61	-58.2
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	1680	1506	-10.3	177	209	18.5	632	691	9.3
TOTAL CAPITAL EXPEND.ABROAD	52	72	38.7	3	2	-32.2	225	229	1.6
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	1732	1578	-8.9	180	212	17.6	858	920	7.3

SCHEDULE 6

BALANCE SHEET

	DEC.31 1983	JUNE 30 1984	CHANGE (%)	DEC.31 1983	JUNE 30 1984	CHANGE (%)	DEC.31 1983	JUNE 30 1984	CHANGE (%)
	($ MILLIONS)			($ MILLIONS)			($ MILLIONS)		
	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
INVENTORIES	6503	6418	-1.3	4160	4056	-2.5	280	244	-13.0
ACCOUNTS RECEIVABLE	9224	8596	-6.8	3889	3614	-7.1	1315	1393	5.9
OTHER CURRENT ASSETS	5120	6216	21.4	2411	2849	18.1	721	789	9.4
TOTAL CURRENT ASSETS	20848	21231	1.8	10460	10519	0.6	2316	2425	4.7
NET FIXED ASSETS	58022	59080	1.8	15003	15465	3.1	3951	4328	9.5
OTHER LONG-TERM ASSETS	6245	7105	13.8	1722	1996	16.0	419	392	-6.6
TOTAL ASSETS	85115	87416	2.7	27184	27981	2.9	6686	7145	6.9
ACCOUNTS PAYABLE	8832	8207	-7.1	3808	3496	-8.2	636	672	5.7
OTHER CURRENT LIABILITIES	6711	7314	9.0	1263	1276	1.0	332	247	-25.7
TOTAL CURRENT LIABILITIES	15542	15521	-0.1	5072	4773	-5.9	969	920	-5.1
LONG-TERM DEBT	19283	18379	-4.7	3588	3684	2.7	175	159	-8.9
PREPAYMENT FOR DEFERRED PROD.	2489	2565	3.0	677	718	6.1	513	525	2.4
ACCUM. DEFERRED INCOME TAXES	10175	11000	8.1	3888	4124	6.1	1126	1231	9.3
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	4919	5188	5.5	192	354	84.2	81	117	43.6
EQUITY	32706	34764	6.3	13768	14328	4.1	3823	4194	9.7
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUITY	85115	87416	2.7	27184	27981	2.9	6686	7145	6.9
WORKING CAPITAL	5305	5710	7.6	5388	5747	6.6	1347	1506	11.8
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	16852	18085	7.3	6694	6988	4.4	1911	2065	8.1
	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
INVENTORIES	1836	1885	2.7	36	26	-29.2	190	208	9.0
ACCOUNTS RECEIVABLE	2834	2513	-11.3	304	267	-12.2	883	809	-8.3
OTHER CURRENT ASSETS	1220	1862	52.6	106	109	2.9	661	607	-8.2
TOTAL CURRENT ASSETS	5890	6260	6.3	447	402	-10.0	1735	1624	-6.4
NET FIXED ASSETS	24364	24120	-1.0	3419	3660	7.0	11286	11507	2.0
OTHER LONG-TERM ASSETS	2952	3294	11.6	298	336	12.7	854	1087	27.3
TOTAL ASSETS	33206	33674	1.4	4164	4398	5.6	13874	14219	2.5
ACCOUNTS PAYABLE	3428	3117	-9.1	212	161	-24.1	748	760	1.7
OTHER CURRENT LIABILITIES	4109	4678	13.9	249	395	58.5	757	718	-5.2
TOTAL CURRENT LIABILITIES	7537	7795	3.4	461	555	20.6	1505	1478	-1.8
LONG-TERM DEBT	7098	6122	-13.7	2136	2245	5.1	6287	6170	-1.9
PREPAYMENT FOR DEFERRED PROD.	696	711	2.1	129	131	1.2	475	480	1.2
ACCUM. DEFERRED INCOME TAXES	3580	3870	8.1	353	379	7.4	1229	1396	13.6
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	4208	4256	1.1	159	147	-7.2	279	314	12.7
EQUITY	10087	10920	8.3	927	942	1.6	4101	4380	6.8
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUITY	33206	33674	1.4	4164	4398	5.6	13874	14219	2.5
WORKING CAPITAL	-1646	-1535	-6.8	-14	-153	-	230	146	-36.4
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	5086	5499	8.1	874	887	1.5	2286	2646	15.7

SCHEDULE 7

VOLUME AND VALUE OF PRODUCTION
(FIRST SIX MONTHS)

BY PROVINCES

	ALBERTA			BRITISH COLUMBIA			SASKATCHEWAN		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONV. CRUDE - NORP	2219.1	8761.9	294.8	23.2	302.5	-	408.1	2260.2	-
CONV. CRUDE - OTHER	21796.1	19091.6	-12.4	933.0	705.9	-24.3	3398.0	2022.3	-40.5
CONVENTIONAL CRUDE OIL	24015.2	27853.5	16.0	956.1	1008.3	5.5	3806.1	4282.5	12.5
OIL SANDS	4820.8	4691.6	-2.7	0.0	0.0	-	0.0	7.4	-
MARKETABLE NATURAL GAS	25840.7	26716.9	3.4	2408.3	2987.7	24.1	263.9	368.2	39.5
GAS PLANT LIQUIDS	6352.0	5381.6	-15.3	22.6	50.9	125.7	13.7	1.0	-92.7
TOTAL - VOLUME	61028.7	64643.5	5.9	3387.0	4046.9	19.5	4083.8	4659.1	14.1
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	561.4	2069.5	268.7	6.2	72.5	-	94.5	458.6	385.3
CONV. CRUDE - OTHER	4081.3	3614.4	-11.4	173.3	119.3	-31.2	597.3	363.6	-39.1
CONVENTIONAL CRUDE OIL	4642.7	5683.9	22.4	179.5	191.8	6.8	691.8	822.2	18.8
OIL SANDS	1262.9	1126.8	-10.8	0.0	0.8	-	0.0	1.5	-
MARKETABLE NATURAL GAS	2722.4	2890.6	6.2	216.3	285.5	32.0	10.6	23.5	121.6
GAS PLANT LIQUIDS	986.4	857.2	-13.1	3.5	3.1	-11.2	0.2	0.2	-20.6
TOTAL - VALUE	9614.4	10558.6	9.8	399.4	481.2	20.5	702.6	847.3	20.6

BY COMPANY GROUPS

	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONV. CRUDE - NORP	2743.8	11459.3	317.6	865.2	3500.9	304.6	516.9	1760.5	240.6
CONV. CRUDE - OTHER	26412.4	22086.6	-16.4	11253.2	10596.9	-5.8	5180.1	4245.7	-18.0
CONVENTIONAL CRUDE OIL	29156.2	33546.0	15.1	12118.4	14097.8	16.3	5697.0	6006.2	5.4
OIL SANDS	4820.8	4699.0	-2.5	2774.3	2772.0	-0.1	406.0	367.2	-9.6
MARKETABLE NATURAL GAS	28673.9	30254.7	5.5	7596.3	7600.8	0.1	5000.5	5294.0	5.9
GAS PLANT LIQUIDS	6886.7	5433.5	-21.1	2650.0	2504.6	-5.5	965.8	896.8	-7.1
TOTAL - VOLUME	69537.7	73933.1	6.3	25139.0	26975.2	7.3	12069.4	12564.2	4.1
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	686.9	2634.0	283.5	231.3	843.3	264.6	122.8	404.9	229.7
CONV. CRUDE - OTHER	4899.1	4136.4	-15.6	2131.6	1977.6	-7.2	962.5	792.1	-17.7
CONVENTIONAL CRUDE OIL	5586.0	6770.4	21.2	2363.0	2820.9	19.4	1085.3	1197.0	10.3
OIL SANDS	1262.9	1129.1	-10.6	712.9	656.3	-7.9	111.5	93.9	-15.7
MARKETABLE NATURAL GAS	2966.6	3221.4	8.6	812.4	829.4	2.1	515.7	569.6	10.5
GAS PLANT LIQUIDS	1091.9	860.5	-21.2	416.1	410.5	-1.3	146.0	137.1	-6.1
TOTAL - VALUE	10907.4	11981.4	9.8	4304.3	4717.0	9.6	1858.5	1997.7	7.5

	- CANADIAN CONTROLLED SENIOR -			-- FOREIGN CONTROLLED JUNIOR -			- CANADIAN CONTROLLED JUNIOR -		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONV. CRUDE - NORP	710.1	3531.7	397.4	152.4	1074.0	-	499.2	1592.3	219.0
CONV. CRUDE - OTHER	6499.3	4707.0	-27.6	1353.1	911.0	-32.7	2126.6	1626.0	-23.5
CONVENTIONAL CRUDE OIL	7209.4	8238.7	14.3	1505.5	1985.0	31.8	2625.9	3218.3	22.6
OIL SANDS	1617.0	1529.4	-5.4	4.5	1.4	-68.9	19.0	29.0	52.6
MARKETABLE NATURAL GAS	8808.6	9360.7	6.3	1864.5	2143.1	14.9	5404.0	5856.0	8.4
GAS PLANT LIQUIDS	2830.4	1663.1	-41.2	152.1	105.5	-30.7	288.4	263.5	-8.6
TOTAL - VOLUME	20465.4	20791.8	1.6	3526.7	4235.0	20.1	8337.2	9366.9	12.3
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	174.7	778.9	345.8	36.9	249.6	-	121.1	357.4	195.0
CONV. CRUDE - OTHER	1157.2	879.2	-24.0	257.6	176.3	-31.6	390.1	311.2	-20.2
CONVENTIONAL CRUDE OIL	1332.0	1658.1	24.5	294.4	425.9	44.7	511.3	668.6	30.8
OIL SANDS	432.3	371.9	-14.0	1.0	0.3	-67.2	5.1	6.7	29.5
MARKETABLE NATURAL GAS	892.3	991.2	11.1	196.0	227.5	16.1	550.2	603.6	9.7
GAS PLANT LIQUIDS	458.7	253.2	-44.8	24.6	17.6	-28.4	46.6	42.0	-9.7
TOTAL - VALUE	3115.3	3274.4	5.1	516.1	671.4	30.1	1113.2	1320.9	18.7

SCHEDULE 8

UPSTREAM OPERATING COSTS AND ROYALTIES
(FIRST SIX MONTHS)

BY PROVINCES

	ALBERTA			BRITISH COLUMBIA			SASKATCHEWAN		
	1983 ($ THOUSANDS)	1984 ($ THOUSANDS)	CHANGE (%)	1983 ($ THOUSANDS)	1984 ($ THOUSANDS)	CHANGE (%)	1983 ($ THOUSANDS)	1984 ($ THOUSANDS)	CHANGE (%)
FIELD, WELL & GATH. OPERATIONS	595960.0	649398.0	9.0	32632.0	30720.0	-5.9	101813.0	118172.0	16.1
NATURAL GAS PROCESSING PLANTS	278505.0	205101.0	-26.4	5097.0	4370.0	-14.3	4462.0	9061.0	103.1
OIL SANDS	467382.0	539914.0	15.5	0.0	0.0	-	593.0	-227.0	-138.3
TAXES (EXCLUDING INCOME TAXES)	61171.0	43995.0	-28.1	3278.0	2929.0	-10.6	5142.0	10834.0	110.7
OPERATING OVERHEAD	269739.0	333979.0	23.8	7199.0	8918.0	23.9	24324.0	33065.0	35.9
TOTAL OPERATING COST	1672757.0	1772387.0	6.0	48206.0	46937.0	-2.6	136334.0	170905.0	25.4
FEDERAL CROWN ROYALTIES	7926.0	3847.0	-51.5	370.0	112.0	-69.7	435.0	74.0	-83.0
PROVINCIAL ROYALTIES & TAXES	2222841.0	2325698.0	4.6	140004.0	125775.8	-10.2	201127.0	202761.5	0.8
NON-CROWN ROYALTIES & OTHER	384329.0	473404.2	23.2	6270.0	6553.4	4.5	27781.0	41695.3	50.1
TOTAL ROYALTIES	2615096.0	2802949.2	7.2	146644.0	132441.2	-9.7	229343.0	244530.8	6.6

BY COMPANY GROUPS

	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
	1983 ($ THOUSANDS)	1984 ($ THOUSANDS)	CHANGE (%)	1983 ($ THOUSANDS)	1984 ($ THOUSANDS)	CHANGE (%)	1983 ($ THOUSANDS)	1984 ($ THOUSANDS)	CHANGE (%)
FIELD, WELL & GATH. OPERATIONS	743544.0	813883.0	9.5	185507.0	204150.0	10.0	164556.0	172266.0	4.7
NATURAL GAS PROCESSING PLANTS	298835.0	230195.0	-23.0	71563.0	65490.0	-8.5	33973.0	31196.0	-8.2
OIL SANDS	467975.0	539687.0	15.3	219767.0	282736.0	28.7	49269.0	54537.0	10.7
TAXES (EXCLUDING INCOME TAXES)	72986.0	58121.0	-20.4	30050.0	20771.0	-30.9	10163.0	7080.0	-30.3
OPERATING OVERHEAD	309682.0	383552.0	23.9	160972.0	198526.0	23.3	56723.0	64084.0	13.0
TOTAL OPERATING COST	1893022.0	2025438.0	7.0	667859.0	771673.0	15.5	314684.0	329163.0	4.6
FEDERAL CROWN ROYALTIES	9760.0	5017.0	-48.6	911.0	502.0	-44.9	590.0	767.0	30.0
PROVINCIAL ROYALTIES & TAXES	2569870.0	2662658.0	3.6	1032383.0	1055600.0	2.2	519619.0	543387.0	4.6
NON-CROWN ROYALTIES & OTHER	426097.0	531017.0	24.6	220642.0	280005.0	26.9	38071.0	46887.0	23.2
TOTAL ROYALTIES	3005727.0	3198692.0	6.4	1253936.0	1336107.0	6.6	558280.0	591041.0	5.9

	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
	1983 ($ THOUSANDS)	1984 ($ THOUSANDS)	CHANGE (%)	1983 ($ THOUSANDS)	1984 ($ THOUSANDS)	CHANGE (%)	1983 ($ THOUSANDS)	1984 ($ THOUSANDS)	CHANGE (%)
FIELD, WELL & GATH. OPERATIONS	232061.0	250434.0	7.9	55484.0	65866.0	18.7	105936.0	121167.0	14.4
NATURAL GAS PROCESSING PLANTS	164287.0	105571.0	-35.7	12435.0	7384.0	-40.6	16577.0	20554.0	24.0
OIL SANDS	195263.0	197126.0	1.0	1454.0	1445.0	-0.6	2222.0	3843.0	73.0
TAXES (EXCLUDING INCOME TAXES)	24491.0	14811.0	-39.5	4644.0	5435.0	17.0	3638.0	10024.0	175.5
OPERATING OVERHEAD	53043.0	54327.0	2.4	9342.0	29411.0	214.8	29602.0	37204.0	25.7
TOTAL OPERATING COST	669145.0	622269.0	-7.0	83359.0	109541.0	31.4	157975.0	192792.0	22.0
FEDERAL CROWN ROYALTIES	59.0	105.0	78.0	5725.0	3441.0	-39.9	2475.0	202.0	-91.8
PROVINCIAL ROYALTIES & TAXES	668630.0	652809.0	-2.4	92236.0	134005.0	45.3	257002.0	276857.0	7.7
NON-CROWN ROYALTIES & OTHER	76770.0	88569.0	15.4	26423.0	32972.0	24.8	64191.0	82584.0	28.7
TOTAL ROYALTIES	745459.0	741483.0	-0.5	124384.0	170418.0	37.0	323668.0	359643.0	11.1

SCHEDULE 9

DETERMINATION OF TAXABLE INCOME BY CONTROL FOR ALL CANADIAN ACTIVITIES - 1983

	TOTAL INDUSTRY	CANADIAN-CNTL'D	CANADIAN SENIORS	CANADIAN JUNIORS	FOREIGN-CNTL'D	INTEGRATED	FOREIGN SENIORS	FOREIGN JUNIORS	TOTAL SENIORS	TOTAL JUNIORS
	MILLIONS OF DOLLARS									
NET REVENUES AFTER PGRT & ROY.	48262	12881	10887	1994	35381	31152	3405	825	14291	2819
PGRT	1856	653	504	149	1204	771	348	84	851	233
PROVINCIAL ROYALTIES	4948	1631	1266	364	3317	2117	998	202	2264	566
OTHER ADDITIONS	11	11	11	0	0	0	0	0	11	0
GROSS REVENUES(TAXABLE)	55078	15176	12668	2507	39902	34041	4750	1111	17418	3618
PCC AND COSC	-2347	-409	-406	-3	-1938	-1914	-24	0	-430	-3
COST OF PURCHASED GOODS SOLD	-10610	-2163	-1885	-278	-8447	-7850	-584	-13	-2469	-292
OPERATING AND ADMIN. COST	-22221	-5070	-4767	-303	-17151	-16355	-632	-164	-5399	-467
INTEREST EXPENSED	-3179	-2326	-1635	-691	-854	-539	-130	-185	-1765	-875
REVENUES PRIOR TO TAX DEDUCTION	16720	5208	3975	1233	11513	7382	3381	750	7356	1982
CAPITAL COST ALLOWANCES	-2859	-1066	-811	-256	-1792	-1477	-255	-61	-1066	-316
CDN. EXPLORATION EXPENSES	-2358	-1001	-775	-226	-1357	-829	-352	-176	-1127	-402
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	-857	-420	-286	-133	-437	-212	-114	-110	-401	-244
FOREIGN E & D EXPENSES	-66	-46	-19	-27	-20	-3	-17	-0	-35	-28
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	-262	-136	-62	-75	-126	-81	-21	-24	-83	-99
OTHER E & D EXPENSES	-28	-24	-24	-0	-4	0	-3	-1	-27	-1
DEPLETION ALLOWANCES	-1017	-368	-311	-57	-649	-345	-266	-39	-577	-96
RESOURCE ALLOWANCES	-3743	-1283	-952	-331	-2461	-1568	-709	-184	-1661	-514
INVENTORY ALLOWANCES	-189	-54	-50	-4	-135	-129	-6	-0	-56	-4
OTHER DEDUCTIONS	-722	-443	-214	-228	-280	-217	-16	-47	-230	-275
TOTAL TAX RELATED DEDUCTIONS	-12102	-4841	-3504	-1337	-7260	-4860	-1758	-642	-5263	-1979
CURRENT YEAR'S NET TAXABLE INC.	4732	420	471	-51	4313	2585	1616	111	2087	61
CURRENT YEAR'S LOSSES	1432	734	614	120	698	698	0	0	614	120
CURRENT YEAR'S POSIT. TXBL. INC.	6164	1153	1084	69	5011	3283	1616	112	2701	181
PRIOR YEAR'S LOSSES	179	19	16	3	160	148	5	6	22	9
TAXABLE INCOME(TAX BASE)	5986	1135	1068	66	4851	3135	1611	105	2679	172
TAX CREDITS:										
MANUF.& TAX DED'N	18	5	0	4	13	6	7	0	7	4
FEDERAL TAX ABATEMENT	561	102	96	6	459	289	160	10	256	17
INVESTMENT TAX CREDIT	232	64	52	12	168	134	26	8	78	20
SHARE PURCHASE TAX CREDIT	9	0	0	0	8	8	0	0	0	0
SCIENTIFIC RSRCH TAX CREDIT	354	12	8	3	342	323	19	0	27	3
FOREIGN TAX CREDIT	18	11	0	11	7	0	5	1	6	12
OTHER CREDITS	194	81	58	22	113	77	25	10	84	33
INCOME TAXES(ASSESSMENTS):										
FEDERAL TAX PAYABLE	1431	295	279	16	1136	584	539	13	818	29
PROVINCIAL TAX PAYABLE	387	56	53	3	331	189	139	3	192	6
TOTAL TAX PAYABE	1818	351	332	19	1467	773	678	16	1010	35
ACCUMULATED DEFERRED	9616	4339	3449	889	5277	3800	1101	376	4550	1266
BALANCE AT END OF PERIOD										
UNDEPRECIATED C.C.A.										
I)CLASS 10	3058	1562	1046	515	1496	899	314	283	1360	799
II)CLASS 28	502	126	89	37	376	114	260	2	349	39
III)CLASS 29	1777	754	344	410	1023	998	20	5	364	415
IV)ALL OTHER CLASSES	4029	1912	1523	389	2117	1948	131	39	1653	428
TOTAL UNDEPRECIATED C.C.A.	9366	4353	3002	1351	5012	3958	725	329	3727	1630
CDN. EXPLORATION EXPENSES	2060	1313	894	419	747	16	30	702	923	1121
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	2199	997	660	336	1202	457	353	392	1014	728
EARNED DEPLETION ALLOWANCE	2433	1454	922	532	979	311	243	426	1165	957
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	2122	1138	578	560	984	532	188	264	766	824
FOR. EXPL & DEVL EXPENSES	482	390	195	195	92	25	65	2	260	196
OTHER E & D EXPENSES	204	22	16	6	182	0	4	179	20	185
SUPP. DEPLETION ALLOWANCE	64	61	61	0	3	0	0	3	61	3
FRONTIER EXPL. ALLOWANCE	171	159	156	3	12	0	0	12	156	15
INVESTMENT TAX CREDIT	505	256	164	92	249	225	10	14	174	106
SCIENT. RSRCH TX CRDT.(EOCP)	46	2	0	2	44	17	1	26	1	28
TOTAL BALANCE AT E.O.P.	19651	10143	6648	3495	9508	5540	1618	2349	8267	5844
NON CAPITAL LOSSES REMAINING	2576	1929	1705	223	647	639	0	8	1705	232

SCHEDULE 9

DETERMINATION OF TAXABLE INCOME BY CONTROL FOR ALL CANADIAN ACTIVITIES - 1982

	TOTAL INDUSTRY	CANADIAN-CNTL'D	CANADIAN SENIORS	CANADIAN JUNIORS	FOREIGN-CNTL'D	INTEGRATED	FOREIGN SENIORS	FOREIGN JUNIORS	TOTAL SENIORS	TOTAL JUNIORS
					MILLIONS OF DOLLARS					
NET REVENUES AFTER PGRT & ROY.	45026	11281	9719	1562	33746	30379	2582	784	12301	2346
PGRT	1557	553	446	106	1004	668	260	76	706	183
PROVINCIAL ROYALTIES	4569	1524	1243	281	3044	1980	876	189	2119	470
OTHER ADDITIONS	15	14	5	9	1	0	0	1	5	10
GROSS REVENUES(TAXABLE)	51167	13372	11413	1959	37795	33027	3718	1050	15131	3009
PCC AND COSC	-3608	-419	-417	-2	-3189	-3169	-20	0	-436	-2
COST OF PURCHASED GOODS SOLD	-7942	-1666	-1428	-238	-6276	-5668	-577	-31	-2005	-269
OPERATING AND ADMIN. COST	-22380	-4721	-4380	-341	-17659	-16836	-547	-275	-4927	-617
INTEREST EXPENSED	-3159	-2442	-1903	-539	-717	-450	-87	-181	-1990	-720
REVENUES PRIOR TO TAX DEDUCTION	14078	4124	3285	838	9954	6904	2487	563	5773	1401
CAPITAL COST ALLOWANCES	-2712	-742	-650	-92	-1970	-1761	-159	-50	-809	-142
CDN. EXPLORATION EXPENSES	-2135	-932	-780	-151	-1203	-775	-351	-76	-1132	-228
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	-732	-348	-243	-105	-384	-211	-87	-85	-331	-190
FOREIGN E & D EXPENSES	-59	-51	-40	-11	-8	-3	-0	-5	-41	-16
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	-179	-99	-56	-43	-80	-46	-11	-22	-67	-66
OTHER E & D EXPENSES	-27	-24	-20	-4	-4	-0	-2	-1	-22	-5
DEPLETION ALLOWANCES	-969	-324	-276	-47	-645	-460	-160	-25	-437	-72
RESOURCE ALLOWANCES	-3078	-1110	-873	-237	-1968	-1342	-508	-117	-1381	-354
INVENTORY ALLOWANCES	-145	-42	-42	-1	-103	-97	-4	-2	-46	-2
OTHER DEDUCTIONS	-1145	-483	-348	-134	-662	-481	-70	-111	-419	-245
TOTAL TAX RELATED DEDUCTIONS	-11181	-4154	-3329	-826	-7027	-5177	-1355	-495	-4683	-1320
CURRENT YEAR'S NET TAXABLE INC.	2990	-17	-25	7	3008	1808	1121	79	1096	86
CURRENT YEAR'S LOSSES	1499	851	767	84	648	641	0	7	767	92
CURRENT YEAR'S POSIT. TXBL. INC.	4490	833	742	92	3656	2449	1121	86	1863	177
PRIOR YEAR'S LOSSES	282	59	58	1	223	219	2	2	60	3
TAXABLE INCOME(TAX BASE)	4207	774	683	91	3433	2230	1119	84	1803	175
TAX CREDITS:										
MANUF.& TAX DED'N	25	6	6	0	19	8	7	5	12	5
FEDERAL TAX ABATEMENT	384	49	41	8	335	214	112	9	153	16
INVESTMENT TAX CREDIT	116	20	18	2	96	79	14	3	32	5
SHARE PURCHASE TAX CREDIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SCIENTIFIC RSRCH TAX CREDIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FOREIGN TAX CREDIT	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1
OTHER CREDITS	173	66	41	25	108	75	8	25	49	50
INCOME TAXES(ASSESSMENTS):										
FEDERAL TAX PAYABLE	1280	135	113	22	1144	712	402	30	515	52
PROVINCIAL TAX PAYABLE	260	14	18	-4	246	150	92	4	110	1
TOTAL TAX PAYABE	1540	150	131	18	1391	862	494	35	625	53
ACCUMULATED DEFERRED	8288	3708	3041	667	4580	3545	767	268	3808	935
BALANCE AT END OF PERIOD										
UNDEPRECIATED C.C.A.										
I)CLASS 10	2647	1403	1032	371	1244	770	260	215	1291	586
II)CLASS 28	537	133	127	6	404	157	247	0	374	6
III)CLASS 29	1532	608	401	207	924	866	33	25	434	232
IV)ALL OTHER CLASSES	3303	1473	1112	360	1831	1689	103	38	1216	399
TOTAL UNDEPRECIATED C.C.A.	8019	3616	2671	945	4402	3482	643	278	3314	1223
CDN. EXPLORATION EXPENSES	1826	1188	853	334	638	27	24	587	877	921
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	2322	1114	748	367	1208	490	291	427	1037	794
EARNED DEPLETION ALLOWANCE	2768	1495	1099	396	1273	401	361	511	1460	907
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	1582	803	410	393	779	418	101	259	511	652
FOR. EXPL & DEVL EXPENSES	328	288	164	123	40	24	3	14	167	138
OTHER E & D EXPENSES	225	19	17	2	205	0	4	201	21	203
SUPP. DEPLETION ALLOWANCE	117	79	79	0	38	17	19	2	98	2
FRONTIER EXPL. ALLOWANCE	182	172	171	1	11	0	1	9	172	10
INVESTMENT TAX CREDIT	380	232	173	59	148	116	13	18	187	77
SCIENT. RSRCH TX CRDT.(EOCP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BALANCE AT E.O.P.	17748	9006	6385	2621	8742	4976	1460	2306	7845	4927
NON CAPITAL LOSSES REMAINING	1754	1636	1486	150	117	105	0	13	1486	163

SCHEDULE 9

DETERMINATION OF TAXABLE INCOME BY CONTROL FOR ALL CANADIAN ACTIVITIES - 1981

	TOTAL INDUSTRY	CANADIAN-CNTL'D	CANADIAN SENIORS	CANADIAN JUNIORS	FOREIGN-CNTL'D	INTEGRATED	FOREIGN SENIORS	FOREIGN JUNIORS	TOTAL SENIORS	TOTAL JUNIORS
					MILLIONS OF DOLLARS					
NET REVENUES AFTER PGRT & ROY.	40153	8536	7345	1190	31617	28496	2449	671	9795	1861
PGRT	922	327	263	64	595	384	171	40	434	105
PROVINCIAL ROYALTIES	4280	1393	1139	253	2887	1821	868	198	2007	452
OTHER ADDITIONS	17	17	12	5	0	0	0	0	12	5
GROSS REVENUES(TAXABLE)	45372	10272	8760	1513	35099	30701	3488	910	12248	2422
PCC AND COSC	-4092	-286	-286	0	-3805	-3784	-21	0	-307	0
COST OF PURCHASED GOODS SOLD	-6515	-1115	-926	-189	-5400	-4943	-423	-34	-1349	-224
OPERATING AND ADMIN. COST	-18225	-3182	-2955	-227	-15043	-14304	-563	-177	-3517	-404
INTEREST EXPENSED	-2303	-1735	-1409	-326	-567	-321	-95	-151	-1504	-477
REVENUES PRIOR TO TAX DEDUCTION	14237	3953	3183	770	10284	7349	2387	548	5570	1318
CAPITAL COST ALLOWANCES	-2104	-715	-590	-125	-1389	-1179	-145	-64	-736	-190
CDN. EXPLORATION EXPENSES	-2987	-1128	-972	-156	-1859	-1274	-493	-91	-1465	-248
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	-865	-421	-307	-114	-444	-229	-136	-79	-443	-193
FOREIGN E & D EXPENSES	-124	-104	-89	-15	-20	-2	-16	-2	-104	-17
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	-146	-70	-36	-33	-76	-46	-15	-15	-52	-49
OTHER E & D EXPENSES	-134	-126	-110	-17	-7	-1	0	-7	-110	-23
DEPLETION ALLOWANCES	-820	-302	-277	-25	-518	-323	-173	-22	-450	-47
RESOURCE ALLOWANCES	-2675	-927	-748	-179	-1748	-1113	-518	-116	-1266	-296
INVENTORY ALLOWANCES	-120	-14	-13	-2	-106	-103	-3	-0	-16	-2
OTHER DEDUCTIONS	-578	-290	-201	-90	-288	-160	-64	-64	-265	-153
TOTAL TAX RELATED DEDUCTIONS	-10553	-4099	-3342	-757	-6454	-4430	-1564	-461	-4906	-1218
CURRENT YEAR'S NET TAXABLE INC.	3684	-157	-167	10	3841	2922	836	83	669	93
CURRENT YEAR'S LOSSES	818	763	684	79	55	55	0	1	684	80
CURRENT YEAR'S POSIT. TXBL. INC.	4502	606	517	89	3896	2976	836	83	1354	172
PRIOR YEAR'S LOSSES	11	10	6	5	1	1	0	0	6	5
TAXABLE INCOME(TAX BASE)	4491	596	512	84	3895	2976	836	83	1348	167
TAX CREDITS:										
MANUF.& TAX DED'N	57	3	3	0	55	51	3	0	6	0
FEDERAL TAX ABATEMENT	441	53	45	8	389	298	82	8	127	16
INVESTMENT TAX CREDIT	179	31	26	4	148	125	14	9	41	14
SHARE PURCHASE TAX CREDIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SCIENTIFIC RSRCH TAX CREDIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FOREIGN TAX CREDIT	39	32	32	0	7	5	2	1	34	1
OTHER CREDITS	153	49	38	11	104	73	26	4	64	16
INCOME TAXES(ASSESSMENTS):										
FEDERAL TAX PAYABLE	1426	146	121	26	1280	956	295	29	416	55
PROVINCIAL TAX PAYABLE	370	27	25	2	344	283	58	3	83	4
TOTAL TAX PAYABE	1796	173	146	27	1623	1239	353	32	498	59
ACCUMULATED DEFERRED	7143	3208	2764	444	3935	2953	758	224	3522	669
BALANCE AT END OF PERIOD										
UNDEPRECIATED C.C.A.										
I)CLASS 10	2361	1333	1035	299	1027	647	249	131	1284	430
II)CLASS 28	732	203	198	5	529	162	330	37	527	43
III)CLASS 29	857	353	317	36	504	472	24	7	341	44
IV)ALL OTHER CLASSES	2867	1287	950	337	1579	1417	117	46	1067	382
TOTAL UNDEPRECIATED C.C.A.	6816	3177	2499	678	3639	2698	719	221	3219	899
CDN. EXPLORATION EXPENSES	1636	1095	734	361	541	27	33	480	768	841
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	2389	1270	951	319	1119	534	326	259	1277	578
EARNED DEPLETION ALLOWANCE	3075	1674	1152	522	1401	489	440	472	1593	994
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	1526	724	378	346	802	412	141	249	519	595
FOR. EXPL & DEVL EXPENSES	335	236	173	64	99	20	58	20	231	84
OTHER E & D EXPENSES	229	24	18	6	205	0	4	201	22	207
SUPP. DEPLETION ALLOWANCE	113	96	96	0	18	16	0	1	96	1
FRONTIER EXPL. ALLOWANCE	128	114	114	1	14	0	1	12	115	13
INVESTMENT TAX CREDIT	15	15	0	15	0	0	0	0	0	15
SCIENT. RSRCH TX CRDT.(EOCP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BALANCE AT E.O.P.	16262	8425	6115	2310	7837	4197	1723	1916	7838	4227
NON CAPITAL LOSSES REMAINING	952	933	807	126	19	15	0	5	807	138

SCHEDULE 10

UPSTREAM TAXABLE INCOME CALCULATION BY CONTROL - 1983

	TOTAL INDUSTRY	CANADIAN-CNTL'D	CANADIAN SENIORS	CANADIAN JUNIORS	FOREIGN-CNTL'D	INTEGRATED	FOREIGN SENIORS	FOREIGN JUNIORS	TOTAL SENIORS	TOTAL JUNIORS
	MILLIONS OF DOLLARS									
NET REVENUES AFTER PGRT & ROY.	15261	5943	4574	1369	9318	5840	2689	788	7263	2157
PGRT	1856	653	504	149	1204	771	348	84	851	233
PROVINCIAL ROYALTIES	4948	1631	1266	364	3317	2117	998	202	2264	566
OTHER ADDITIONS	11	11	11	0	0	0	0	0	11	0
GROSS REVENUES(TAXABLE)	22076	8237	6355	1883	13838	8729	4035	1075	10390	2957
OPER. AND ADMIN. COST + PCC	-3443	-1212	-1170	-42	-2231	-1520	-574	-137	-1744	-179
CAPITAL COST ALLOWANCES	-1443	-713	-569	-145	-730	-432	-238	-54	-807	-204
NET RESOURCE INCOME	17190	6312	4617	1696	10877	6776	3222	879	7839	2575
RESOURCE ALLOWANCES	-3738	-1277	-948	-329	-2461	-1568	-709	-184	-1657	-513
INTEREST EXPENSES	-2289	-1844	-1224	-620	-445	-140	-119	-186	-1343	-806
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	-854	-420	-286	-133	-434	-209	-114	-110	-401	-244
FOREIGN E & D EXPENSES	-66	-46	-19	-27	-20	-3	-17	-0	-35	-28
CDN. EXPLORATION EXPENSES	-2349	-993	-775	-218	-1356	-829	-352	-176	-1127	-394
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	-262	-136	-62	-75	-126	-81	-21	-24	-83	-99
OTHER E & D EXPENSES	-28	-24	-24	-0	-4	0	-3	-1	-27	-1
NET RESOURCE PROFIT	7604	1572	1278	293	6032	3946	1889	198	3167	491
DEPLETION ALLOWANCES	-1017	-360	-311	-57	-649	-345	-266	-39	-577	-96
INVENTORY ALLOWANCES	-17	-10	-8	-2	-7	-2	-5	-0	-13	-2
OTHER DEDUCTIONS	-1055	-501	-294	-207	-554	-484	-10	-59	-305	-266
CURRENT YEAR'S NET TAXABLE INC.	5567	717	682	35	4850	3123	1616	110	2299	145
CURRENT YEAR'S LOSSES	396	392	365	27	4	4	0	0	365	27
CURRENT YEAR'S POSIT. TXBL. INC.	5963	1108	1047	62	4854	3127	1616	111	2663	172
PRIOR YEAR'S LOSSES	18	2	2	0	16	5	5	6	7	6
TAXABLE INCOME(TAX BASE)	5944	1106	1045	62	4838	3123	1611	104	2656	166
TAX CREDITS:										
MANUF.& TAX DED'N	18	5	0	4	13	6	7	0	7	4
FEDERAL TAX ABATEMENT	548	100	93	6	448	278	160	10	254	17
INVESTMENT TAX CREDIT	232	64	52	12	168	134	26	8	78	20
SHARE PURCHASE TAX CREDIT	9	0	0	0	8	8	0	0	0	0
SCIENTIFIC RSRCH TAX CREDIT	343	5	4	2	338	319	19	0	22	2
FOREIGN TAX CREDIT	18	11	0	11	7	0	5	1	6	12
OTHER CREDITS	194	81	58	22	113	77	25	10	83	33
BALANCE AT END OF PERIOD										
UNDEPRECIATED C.C.A.										
I)CLASS 10	2832	1438	964	474	1394	799	313	281	1277	756
II)CLASS 28	414	74	71	3	340	114	224	2	295	6
III)CLASS 29	277	220	146	74	57	36	17	4	163	78
IV)ALL OTHER CLASSES	804	487	410	77	317	164	118	35	528	112
TOTAL UNDEPRECIATED C.C.A.	4327	2220	1591	629	2108	1113	672	323	2263	951
CDN. EXPLORATION EXPENSES	1993	1279	885	394	714	16	30	669	915	1063
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	2192	996	660	336	1195	450	353	392	1014	728
EARNED DEPLETION ALLOWANCE	2381	1407	904	503	974	311	243	420	1147	923
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	2122	1138	578	560	984	532	180	264	766	824
FOR. EXPL & DEVL EXPENSES	482	390	195	195	92	25	65	2	260	196
OTHER E & D EXPENSES	200	21	15	6	179	0	4	175	19	181
SUPP. DEPLETION ALLOWANCE	64	61	61	0	3	0	0	3	61	3
FRONTIER EXPL. ALLOWANCE	171	159	156	3	12	0	9	14	129	45
INVESTMENT TAX CREDIT	198	150	120	31	47	23	1	26	1	28
SCIENT. RSRCH TX CRDT.(EOCP)	29	2	0	2	27	0				
TOTAL BALANCE AT E.O.P.	14159	7823	5166	2657	6336	2469	1566	2301	6732	4958
NON CAPITAL LOSSES REMAINING	1216	1208	1079	129	8	0	0	8	1079	137

SCHEDULE 10

UPSTREAM TAXABLE INCOME CALCULATION BY CONTROL - 1982

	TOTAL INDUSTRY	CANADIAN-CNTL'D	CANADIAN SENIORS	CANADIAN JUNIORS	FOREIGN-CNTL'D	INTEGRATED	FOREIGN SENIORS	FOREIGN JUNIORS	TOTAL SENIORS	TOTAL JUNIORS
	MILLIONS OF DOLLARS									
NET REVENUES AFTER PGRT & ROY.	12729	5166	4248	918	7563	4960	1954	649	6202	1568
PGRT	1557	553	446	106	1004	668	260	76	706	183
PROVINCIAL ROYALTIES	4569	1524	1243	281	3044	1980	876	189	2119	470
OTHER ADDITIONS	43	42	13	29	1	0	0	1	13	30
GROSS REVENUES(TAXABLE)	18898	7285	5950	1335	11613	7607	3090	915	9041	2250
OPER. AND ADMIN. COST + PCC	-3626	-1259	-1221	-38	-2368	-1609	-562	-196	-1783	-234
CAPITAL COST ALLOWANCES	-1055	-392	-333	-59	-663	-468	-151	-44	-484	-103
NET RESOURCE INCOME	14217	5634	4396	1238	8582	5530	2377	676	6773	1914
RESOURCE ALLOWANCES	-3023	-1105	-873	-231	-1919	-1293	-508	-117	-1381	-349
INTEREST EXPENSES	-2287	-1910	-1425	-484	-378	-125	-87	-166	-1512	-651
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	-732	-348	-243	-105	-384	-211	-87	-85	-331	-190
FOREIGN E & D EXPENSES	-59	-51	-40	-11	-8	-3	-0	-5	-41	-16
CDN. EXPLORATION EXPENSES	-2129	-928	-780	-148	-1201	-775	-349	-76	-1129	-224
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	-179	-99	-56	-43	-80	-46	-11	-22	-67	-66
OTHER E & D EXPENSES	-27	-24	-20	-4	-4	-0	-2	-1	-22	-5
NET RESOURCE PROFIT	5780	1171	959	212	4609	3076	1332	202	2290	414
DEPLETION ALLOWANCES	-967	-324	-276	-47	-643	-458	-160	-25	-437	-72
INVENTORY ALLOWANCES	-14	-9	-8	-0	-6	-2	-4	-0	-12	-0
OTHER DEDUCTIONS	-1078	-451	-344	-108	-626	-469	-56	-101	-400	-209
CURRENT YEAR'S NET TAXABLE INC.	3755	405	330	76	3349	2155	1119	75	1449	151
CURRENT YEAR'S LOSSES	491	484	470	14	7	0	0	7	470	22
CURRENT YEAR'S POSIT. TXBL. INC.	4246	889	799	90	3357	2155	1119	83	1919	172
PRIOR YEAR'S LOSSES	48	47	46	1	1	0	0	1	46	2
TAXABLE INCOME(TAX BASE)	4198	843	753	89	3336	2155	1119	82	1873	171
TAX CREDITS:										
MANUF.& TAX DED'N	25	6	6	0	19	8	7	5	12	5
FEDERAL TAX ABATEMENT	366	45	38	8	321	200	112	8	150	16
INVESTMENT TAX CREDIT	116	20	18	2	96	79	14	3	32	5
SHARE PURCHASE TAX CREDIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SCIENTIFIC RSRCH TAX CREDIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FOREIGN TAX CREDIT	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1
OTHER CREDITS	170	66	41	25	105	72	8	25	49	50
BALANCE AT END OF PERIOD										
UNDEPRECIATED C.C.A.	2453	1314	955	359	1139	667	259	212	1214	571
I)CLASS 10	478	104	104	0	374	157	217	0	321	0
II)CLASS 28	317	194	166	28	124	69	33	21	199	49
III)CLASS 29	949	448	398	50	501	384	90	26	489	76
IV)ALL OTHER CLASSES	4197	2060	1623	436	2137	1278	600	260	2223	696
TOTAL UNDEPRECIATED C.C.A.										
CDN. EXPLORATION EXPENSES	1802	1164	851	313	638	27	24	587	875	900
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	2321	1114	746	367	1208	490	291	427	1037	794
EARNED DEPLETION ALLOWANCE	2749	1477	1098	378	1273	401	361	511	1459	889
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	1582	803	410	393	779	418	101	259	511	652
FOR. EXPL & DEVL EXPENSES	328	288	164	123	40	24	3	14	167	138
OTHER E & D EXPENSES	225	19	17	2	205	0	4	201	21	203
SUPP. DEPLETION ALLOWANCE	117	79	79	0	38	17	19	2	98	2
FRONTIER EXPL. ALLOWANCE	182	172	171	1	11	0	1	9	172	10
INVESTMENT TAX CREDIT	233	155	140	15	78	47	13	18	153	33
SCIENT. RSRCH TX CRDT.(EOCP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BALANCE AT E.O.P.	13737	7330	5301	2029	6407	2702	1417	2288	6718	4318
NON CAPITAL LOSSES REMAINING	1127	1114	1034	80	13	0	0	13	1034	93

SCHEDULE 10

UPSTREAM TAXABLE INCOME CALCULATION BY CONTROL - 1981

	TOTAL INDUSTRY	CANADIAN-CNTL'D	CANADIAN SENIORS	CANADIAN JUNIORS	FOREIGN-CNTL'D	INTEGRATED	FOREIGN SENIORS	FOREIGN JUNIORS	TOTAL SENIORS	TOTAL JUNIORS
	MILLIONS OF DOLLARS									
NET REVENUES AFTER PGRT & ROY.	10983	4288	3563	725	6695	4225	1977	493	5540	1218
PGRT	922	327	263	64	595	384	171	40	434	105
PROVINCIAL ROYALTIES	4260	1393	1139	253	2887	1821	868	198	2007	452
OTHER ADDITIONS	22	22	15	6	0	0	0	0	15	6
GROSS REVENUES(TAXABLE)	16207	6029	4980	1049	10178	6429	3017	732	7997	1781
OPER. AND ADMIN. COST + PCC	-2890	-967	-929	-37	-1923	-1290	-540	-94	-1469	-131
CAPITAL COST ALLOWANCES	-1084	-464	-375	-89	-620	-436	-141	-43	-516	-132
NET RESOURCE INCOME	12233	4598	3676	922	7635	4704	2335	596	6011	1518
RESOURCE ALLOWANCES	-2655	-920	-747	-173	-1735	-1112	-518	-105	-1265	-278
INTEREST EXPENSES	-1706	-1356	-1071	-284	-351	-119	-93	-139	-1165	-423
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	-861	-421	-307	-114	-440	-228	-136	-77	-443	-191
FOREIGN E & D EXPENSES	-124	-104	-89	-15	-20	-2	-16	-2	-104	-17
CDN. EXPLORATION EXPENSES	-2969	-1121	-971	-150	-1848	-1271	-488	-88	-1459	-238
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	-146	-70	-36	-33	-76	46	-15	-15	-52	-49
OTHER E & D EXPENSES	-134	-126	-110	-17	-7	-1	0	-7	-110	-23
NET RESOURCE PROFIT	3638	481	345	136	3157	1925	1069	163	1414	299
DEPLETION ALLOWANCES	-820	-302	-277	-25	-518	-323	-173	-22	-450	-47
INVENTORY ALLOWANCES	-11	-6	-5	-1	-5	-2	-3	-0	-8	-1
OTHER DEDUCTIONS	-425	-266	-175	-91	-158	-38	-58	-63	-233	-154
CURRENT YEAR'S NET TAXABLE INC.	2395	-83	-106	24	2477	1562	836	79	730	102
CURRENT YEAR'S LOSSES	588	588	529	59	0	0	0	0	529	59
CURRENT YEAR'S POSIT. TXBL. INC.	2982	505	423	82	2477	1562	836	79	1259	161
PRIOR YEAR'S LOSSES	6	6	2	4	0	0	0	0	2	5
TAXABLE INCOME(TAX BASE)	2976	499	421	78	2477	1562	836	78	1257	156
TAX CREDITS:										
MANUF.& TAX DED'N	57	3	3	0	55	51	3	0	6	0
FEDERAL TAX ABATEMENT	298	51	44	8	247	157	82	8	126	15
INVESTMENT TAX CREDIT	179	31	26	4	148	125	14	9	41	14
SHARE PURCHASE TAX CREDIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SCIENTIFIC RSRCH TAX CREDIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FOREIGN TAX CREDIT	35	32	32	0	3	0	2	1	34	1
OTHER CREDITS	130	44	33	11	85	55	26	4	59	16
BALANCE AT END OF PERIOD										
UNDEPRECIATED C.C.A.										
I)CLASS 10	2048	1132	896	236	917	567	249	101	1145	337
II)CLASS 28	664	179	177	2	485	162	321	2	498	4
III)CLASS 29	321	238	205	33	83	54	24	5	229	38
IV)ALL OTHER CLASSES	597	300	217	83	297	153	104	39	321	122
TOTAL UNDEPRECIATED C.C.A.	3630	1848	1495	353	1781	936	698	147	2193	500
CDN. EXPLORATION EXPENSES	1605	1076	715	361	529	27	33	468	749	829
CDN. DEVELOPMENT EXPENSES	2375	1261	942	319	1115	534	326	255	1268	573
EARNED DEPLETION ALLOWANCE	2967	1624	1114	511	1343	489	440	414	1554	925
CDN. OIL & GAS PROP. EXP.	1526	724	378	346	802	412	141	249	519	595
FOR. EXPL & DEVL EXPENSES	335	236	173	64	99	20	58	20	231	84
OTHER E & D EXPENSES	229	24	18	6	205	0	4	201	22	207
SUPP. DEPLETION ALLOWANCE	113	95	95	0	18	16	0	1	95	1
FRONTIER EXPL. ALLOWANCE	128	114	114	1	14	0	1	12	115	13
INVESTMENT TAX CREDIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SCIENT. RSRCH TX CRDT.(EOCP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BALANCE AT E.O.P.	12907	7003	5044	1959	5904	2435	1702	1768	6746	3727
NON CAPITAL LOSSES REMAINING	750	750	644	106	0	0	0	0	644	106

GLOSSARY OF TERMS

GENERAL DEFINITIONS(1)

Acquisitions--the acquisition of shares of other petroleum companies or the purchase of assets from such companies. Capital outlays for these purposes are included under the category 'All Other Uses of Funds' in monitoring reports. (Acquisitions)

All Other Sources of Funds--proceeds from the sale of assets or long-term investments and pre-payment received for future production. (Autre sources de fonds)

All Other Uses of Funds--includes applications such as acquisitions, purchases of used machinery and equipment, and long-term investments. (Autres affectations des fonds)

Amortization--is the charge to expense over time of assets, other than depreciation, depletion, and exploration and development expensed to current operations. It also includes here gains or losses on disposal of assets, write-downs of assets, and unremitted earnings from investments. (Amortissement)

Canada Lands--areas of Canada outside provincial boundaries. (Terres du Canada)

Canadian Control--in general a company is Canadian-controlled when 50% or more of its voting shares are held by Canadian residents either directly or indirectly. In a few exceptional cases, when a significant block of shares is held by Canadian residents and the remaining shares are widely held, a company may be effectively Canadian-controlled even though more than 50% of the voting shares are held by non-residents. (Contrôle Canadien)

Canadian Ownership--the proportion of the total voting shares of a company held, either directly or indirectly (through other corporations), by Canadian residents. (Participation Canadienne)

Capital Employed--the book value of total assets, less current liabilities. (Capital utilisé)

Capital Expenditures--investments in new machinery, equipment, structures and resource properties, whether capitalized or charged directly to current operations, as well as intangibles (e.g. cost of leased equipment), capitalized interest and capitalized repair expenditures. (Dépenses de capital)

Current Income Tax--the portion of the provision for income taxes, both federal and provincial, pertaining to the reporting period. (Impôt sur le revenue courant)

Debt/Equity Ratio--the ratio of long-term liabilities (over one year) to shareholders' equity (share capital plus retained earnings). Depending upon their terms and conditions, preferred shares may be classified as either debt or equity (see "long-term debt"). (Rapport d'endettement)

Deferred Income Taxes--taxes accrued and reflected as an expense in the income statement, but not payable in the financial reporting period. Income taxes are deferred, for example, when companies write off capital assets (using capital cost allowances) for income tax purposes at rates that exceed those employed in preparing their financial reports. (Impôt reporté)

---

(1) Specific tax-related definitions are grouped together on pages C-5 to C-9.

Depletion--the amount charged to expense in the company's financial statements, which relates to depletable assets that have been capitalized. This is not the earned depletion allowance calculated for income tax purposes. (Epuisement)

Depreciation--the amount charged to expense which relates to depreciable assets that have been capitalized. This is not the amount of capital cost allowance that is used to compute depreciation for income tax purposes. (Dépréciation)

Development Expenditures--includes drilling and well completion costs in an area of already proven oil or natural gas reserves, expenditures on field gathering and separation systems, and the cost of acquiring proven reserves. (Dépenses de mise en valeur)

Downstream Segment--includes refining, marketing, transportation and petrochemical operations. (Secteur aval)

Energy Mining--capital expenditures associated with uranium and coal mining (excludes oil sands mining). (Extraction des ressources énergétiques)

Equity--the book value of shareholders' paid-up capital, contributed surplus and retained earnings. (Avoir propre)

Exploration Costs--include all lease fees and land acquisition costs, geological and geophysical expenditures, and exploratory drilling costs. Exploratory drilling is generally defined as a well drilled outside a proven area, or within a proven area but to a previously untested horizon, in order to determine whether oil or gas reserves exist. Also included are costs of dry wells, casing and other materials and equipment abandoned in place. (Frais d'exploration)

External Sources of Funds--funds obtained from sources other than internal cash flow. Long-term debt and equity are the main examples. (Sources externes de fonds)

Full Cost Accounting--an accounting method under which all costs incurred in prospecting for reserves and in acquiring, exploring and developing properties within large cost centres are capitalized and charged to expense as the reserves deemed to be related to those costs are produced. Costs incurred include prospecting, leasing, acquisition, retention, exploration and development costs, and associated indirect costs (i.e. general and administrative costs). Operating costs are charged to expense as incurred. (Méthode de capitalisation du coût entier)

Incremental Oil Revenue Tax (IORT)/Incremental Resource Royalty Tax (IRRT)--the IORT is a federal tax imposed at a rate of 50% on incremental old oil revenues after a deduction for associated incremental royalties. Incremental revenue is the difference between the actual revenue received from oil production and the revenue that would have been received had the NEP price schedule prevailed. Incremental royalties, other than Crown royalties, are subject to the IRRT, also at a 50% rate. Income subject to the IORT or the IRRT is not subject to income tax. Both taxes were suspended on June 1, 1982 and are scheduled to be reimposed on June 1, 1985. (Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires/Taxe sur les redevances supplémentaires afférentes aux ressources)

Integrated Companies--foreign-controlled companies that individually had more than 1% of total industry revenues in both the upstream and downstream segments. Each of these companies has sizeable refined product, marketing and distribution operations. (Sociétés intégrées)

Internal Cash Flow--includes net income after tax plus exploration and development expenditures expensed in the current period, depreciation, depletion, amortization and deferred income taxes. (Ressources d'autofinancement)

Junior Companies--companies that are predominantly exploration and production-oriented and are not in either the integrated or senior company groupings. Each junior company generates less than 1% of total industry upstream and downstream operations. (Petites sociétés)

Long-term Debt--debt that has a maturity date greater than one year. Preferred shares may be treated as long-term debt when they are redeemable for a fixed amount without conversion privileges or voting rights. (Dette à long terme)

Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT)--a federal excise tax imposed on marketable pipeline gas and natural gas liquids (NGLs). Marketable pipeline gas includes gas used in a processing or reprocessing plant, but excludes volumes reinjected into reservoirs. NGLs include ethanes, propanes, butanes or any mixtures thereof produced from gas at a processing or reprocessing plant. (Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel)

New Oil Reference Price (NORP)--the price that is applied to all conventional oil from pools discovered after 1973, incremental oil recovered by the use of an enhanced recovery technique (other than waterflooding), incremental oil from any new or expanded waterflood project commencing after June 30, 1983, oil from infill wells drilled in a pre-NORP oil entity after June 30, 1983, synthetic crude oil, crude oil from Canada Lands, oil from wells in Saskatchewan producing 10 barrels a day or less and all heavy oil in Saskatchewan. The NORP is subject to a ceiling of 100% of the international price. (Prix de référence du nouveau pétrole)

Non-cash Charges--items expensed in the reporting period that do not require an actual financial outlay in that period, such as depreciation, depletion and amortization. (Frais non monétaires)

Non-conventional Heavy Oil--deposits of density usually greater than 934 kg/m^3 that are for the most part recoverable through enhanced recovery methods. Canadian deposits of heavy oil are typically in the range of 935 to 985 kg/m^3. (Pétrole lourd non classique)

Oil Export Charge--exports of crude oil and equivalent hydrocarbons and oil products such as motor gasoline, middle distillate, heavy fuel oil and partially processed oil are subject to an export charge. Only those volumes of crude oil and oil products that are found to be surplus to Canada's requirements in the foreseeable future are exported. Since November 1, 1980, the producing provinces receive 50% of all revenues accruing from export charges on crude oil and equivalent hydrocarbons. (Redevances d'exportation sur le pétrole)

Oil Sands--crude bitumen resources from deposits that are generally solid unless heated and are of a density usually greater than 985 kg/m^3. Athabasca, Peace River, Wabasca, and Buffalo Head Hills are the main Canadian resource areas. (Sables pétrolifères)

Other Canadian Operations--include drilling services, coal and uranium mining, metal mining, and other non-petroleum related activities. (Activité autre au Canada)

Petroleum Compensation Charge (PCC)--a levy imposed on refiners by the Government of Canada. Funds received from this levy are used to finance oil import compensation, to pay higher prices for production qualifying for the New Oil Reference Price (NORP) and to pay for deliveries of Canadian crude oil to Atlantic Canada and for certain exchanges of crude oil between Canada and the United States. (Redevances d'indemnisation pétrolière)

Petroleum Incentives Program (PIP)--provides direct incentive payments to enterprises conducting exploration and development activities in Canada. The level of incentive varies according to the area of activity and is higher for enterprises that are Canadian controlled and have specified levels of Canadian ownership as determined under the Canadian Ownership and Control Determination Act. The Government of Alberta administers and pays incentives for activities within Alberta and the Petroleum Incentives Administration of the Government of Canada funds and administers the program elsewhere in Canada. (Programme d'encouragement du secteur pétrolier)

Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT)--a 16% tax on production revenue net of operating costs, non-Crown royalties and, where Crown royalties or taxes based on production are payable, a 25% resource allowance. Qualifying tertiary recovery projects also reduce the tax base by eligible capital costs incurred after 1982 to the extent of pool taxable revenue. In addition, corporations are allowed a $250 thousand credit against PGRT liabilities. The PGRT is not deductible for income tax purposes. (Taxe sur les recettes pétrolières et gazières)

Production Expenditures--includes all expenditures relating to the production of crude oil and natural gas. Expenditures on natural gas processing plants are included. (Dépenses de production)

Senior Companies--companies that individually have more than 1% of total industry revenues in either upstream or downstream operations. (Grandes sociétés)

Special Old Oil Price (SOOP)--a special wellhead price for conventional oil discovered after 1973, qualifying for provincial royalties at new oil rates, but not in receipt of the New Oil Reference Price (NORP) prior to July 1, 1983. As announced in the NEP Update, SOOP was established at 75% of current world prices on July 1, 1982. Under the terms of the amended energy agreements with Alberta and Saskatchewan, SOOP oil receives the NORP price, effective July 1, 1983. (Prix spécial de l'ancien pétrole)

Successful Efforts Accounting--an accounting method by which only costs resulting directly in identifiable future benefits through discovery, acquisition or development of reserves are capitalized. Costs that do not provide identifiable future benefits are expensed as incurred, or are written off when the properties are determined to be non-productive. Such costs include those relating to geological and geophysical studies, retention of undeveloped properties, and non-productive exploration and development efforts. (Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse)

Upstream Segment--activities and operations related to the search for, and development, production, extraction and recovery of crude oil, natural gas, natural gas liquids and sulphur, as well as the production of synthetic oil. (Secteur en amont)

Working Capital--current assets (cash, short-term investments, accounts receivable, inventories) less current liabilities (accounts payable, debts and obligations maturing in less than one year). (Fonds de roulement)

INCOME TAX-RELATED DEFINITIONS

Capital Cost Allowance:--is the income tax equivalent of accounting depreciation. A taxpayer is permitted to deduct certain allowances in respect of the capital cost of depreciable property to the extent prescribed by the Income Tax Regulations (ITR). (Allocations du coût en capital)

Some of the more relevant classes of Capital Cost Allowance for the oil and gas, and mining industries are:

Class 10--includes assets such as oil and gas well equipment, drilling rigs (except offshore drilling vessels), certain geophysical equipment, heavy oil upgrading equipment, and certain tangible assets acquired in connection with oil and gas exploration and development not included as a Canadian Exploration Expense or a Canadian Development Expense (see below) (ref: Schedule II of the ITR). (Catégorie 10)

Class 28--includes assets used in the gaining or producing of income from new mines or major expansions of mines (including oil sands deposits) (ref: Schedule II of the ITR). (Catégorie 28)

Class 29--includes assets manufactured or acquired by the taxpayer and used directly or indirectly by the taxpayer in Canada primarily in the manufacturing or processing of goods for sale or lease (ref: Schedule II of the ITR). (Catégorie 29)

Depletion:

Earned Depletion Allowance--is a deduction from income not exceeding the lesser of 25% of resource profits for earned depletion purposes and the earned depletion base (ref: ITR 1201). (Déduction pour épuisement gagné)

Earned Depletion Base--is an amount, net of prior years earned depletion allowances claimed, equal to 33-1/3% of qualifying prescribed expenditures. Qualifying prescribed expenditures include expenditures on integrated oil sands projects, enhanced recovery projects and heavy crude oil upgraders. For 1984, the additions to the earned depletion base also include 10% of Canadian Exploration Expenses incurred on Canada Lands (ref: ITR 1205). (Base de la déduction pour épuisement gagné)

Mining Exploration Depletion Allowance--is a deduction from income not exceeding the lesser of 25% of income from any source and the mining exploration depletion base (ref: Draft ITR 1203(1)). (Déduction à l'égard d'épuisement pour exploration minière)

Mining Exploration Depletion Base--is an amount, net of prior year mining exploration depletion allowances claimed, equal to 33-1/3% of Canadian Exploration Expenses relating to mineral resources incurred after April 19, 1983 (ref: Draft ITR 1203(2)). (Base d'exploration minière pour épuisement)

Exploration, Development and Property Acquisition Costs:

Canadian Development Expense (CDE)--is any expense, other than a Canadian Exploration Expense (see below), incurred in drilling or completing an oil or gas well prior to the commencement of production in commercial quantities from the well, or in drilling or converting a well to dispose of waste liquids or to inject materials to assist in the recovery of petroleum and natural gas from another well. Also included is the expense of drilling or recompleting a well after production in commercial quantities has commenced, expenses incurred before November 17, 1978 in bringing a mineral resource into production, and the expense of acquiring a mineral resource in Canada other than payments made for the preservation of a mineral resource property (ref: Paragraph 66.2(5)(a) of the Income Tax Act (ITA)). (Frais d'aménagement au Canada)

Cumulative Canadian Development Expense (CCDE)--is a "pool" equal to the aggregate of all previously incurred CDE less specified amounts. These specified amounts include amounts of CCDE previously deducted in computing income for tax purposes and the aggregate of related federal and provincial government assistance or benefits received (eg. PIP development grants) (ref: Paragraph 66.2(5)(b) of the ITA). (Frais cumulatifs d'aménagement au Canada)

Deduction for CCDE--is a deduction which is available in respect of CCDE which permits all taxpayers to deduct an amount not exceeding 30% of their CCDE pool balance in computing income for tax purposes (ref: Subsection 66.2(2) of the ITA). (Déduction pour frais d'aménagement cumulatifs engagés au Canada)

Canadian Exploration Expense (CEE)--is any expense incurred in determining the existence, location, extent or quality of an accumulation of petroleum or natural gas, or a mineral resource in Canada. CEE includes geological, geophysical and geochemical expenses and any expense relating to the first well capable of commercial production that is drilled in an area where hydrocarbons were not previously known to exist. Certain drilling or completion costs incurred prior to 1986 relating to abandoned or capped wells currently qualify but, after 1985, only the cost of certain abandoned wells are to be included. Expenses incurred after November 16, 1978 in bringing a mineral resource into production are also included (ref: Paragraph 66.1(6)(a) of the ITA). (Frais d'exploration au Canada)

Cumulative Canadian Exploration Expense (CCEE)--is a "pool" equal to the aggregate of all previously incurred CEE less specified amounts. These specified amounts include amounts of CCEE previously deducted in computing income for tax purposes and the aggregate of related federal and provincial government assistance or benefits received (eg. PIP exploration grants) (ref: Paragraph 66.1(6)(b) of the ITA). (Frais cumulatifs d'exploration au Canada)

Deduction for CCEE--a principal business corporation (ref: Paragraph 66(15)(h) of the ITA) must deduct its balance of CCEE in computing income for tax purposes to the extent that it has income. It may not, however, create a non-capital loss (see below) through its claim for CCEE (ref: Subsection 66.1(2) of the ITA). A non-principal business corporation and all other taxpayers may deduct 100 per cent of their CCEE pool balance in computing income for tax purposes and may create a non-capital loss thereby (ref: Subsection 66.1(3) of the ITA). (Déduction pour frais cumulatifs d'exploration au Canada)

Canadian Oil and Gas Property Expense (COGPE)--is any expense incurred in acquiring any right, licence or privilege to explore for, drill for or take petroleum, natural gas or related hydrocarbons in Canada, any oil or gas well in Canada, or any rental or royalty computed by reference to the amount or value of production from an oil or gas well in Canada other than a payment made for the preservation of such property (ref: Paragraph 66.4(5)(a) of the ITA). (Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz)

Cumulative Canadian Oil and Gas Property Expense (CCOGPE)--is a "pool" equal to the aggregate of all previously incurred COGPE less specified amounts. These specified amounts include amounts of CCOGPE previously deducted in computing income for tax purposes and the aggregate of related federal and provincial government assistance or benefits received (ref: Paragraph 66.4(5)(b) of the ITA). (Frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz)

Deduction for CCOGPE--is a deduction which is available in respect of CCOGPE which permits all taxpayers to deduct an amount not exceeding 10% of their CCOGPE pool balance in computing income for tax purposes (ref: Subsection 66.4(2) of the ITA). (Déduction pour frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz)

Foreign Exploration and Development Expense (FEDE)--is a deduction which is available in respect of exploration, development and property acquisiton costs, including payments made for the preservation of a foreign resource property, incurred by a corporation in a country other than Canada. Where the corporation has foreign production or royalty income in excess of 10% of the corporation's FEDE, the deduction must equal the amount of that income. Where the production or royalty income is less than 10% of the corporation's FEDE, the deduction must equal 10% of the FEDE. FEDE carried over to a subsequent year is reduced by the amount that was deductible in a previous year, whether or not the amount was actually deducted (ref: Subsection 66(4) of the ITA). (Frais d'exploration et d'aménagement étrangers)

Gains and Losses:

Allowable Business Investment Loss--is one-half of the loss arising from the arm's length disposition of a capital asset which is a share of a capital stock of a Canadian Controlled Private Corporation (CCPC), a debt owing to the taxpayer by a CCPC, shares of any corporation which has become bankrupt during the previous year, or a debt owing to the taxpayer which the taxpayer has determined to be a bad debt in the year (ref: Paragraph 38(c) and 39(1)(c) of the ITA). (Perte déductible au titre d'un placement d'entreprise)

Allowable Capital Loss--is one-half of the loss arising from the disposition of a capital asset where, at the time of disposition, the adjusted cost base of the asset exceeds the proceeds of disposition (ref: Paragraphs 38(b) and 40(1)(b) of the ITA). (Perte en capital déductible)

Foreign Exchange Gains/Losses--are gains or losses resulting from currency fluctuations on assets or liabilities denominated in foreign currency which are held by the corporation throughout the year relative to Canadian currency. These may be treated as capital gains or losses or income gains or losses on realization (ref: Interpretation Bulletin 95R). (Pertes ou gains relatifs aux monnaies étrangères)

Net-Capital Loss--is the amount of all allowable capital losses incurred in the year or prior years which have not yet been deductible in computing income for tax purposes (ref: Paragraph 111(8)(a) of the ITA). (Perte en capital nette)

Non-Capital Loss--is the aggregate of all business and property losses for tax purposes incurred in the year including allowable business investment losses. To the extent that a non-capital loss is not claimable in a taxation year, it may be carried over to other years. The carryover period extends back three taxation years and forward seven taxation years (ref: Paragraph 111(8)(b) of the ITA). (Perte autre qu'une perte en capital)

Taxable Capital Gain--is one-half of the gain arising from the dispositon of a capital asset. The amount of the gain is measured as the difference between the proceeds of disposition and the adjusted cost base of the asset (ref: Paragraphs 38(a) and 40(1)(a) of the ITA). (Gain en capital imposable)

Terminal Loss--is the loss arising at the end of a taxation year when an unclaimed balance remains in a CCAclass and the taxpayer no longer owns any property included in that class (ref: Subsection 20(16) of the ITA). (Perte finale)

Tax Credits:

Foreign Tax Credit--is a deduction from taxes otherwise payable of an amount equal to the lesser of the business income taxes paid to a foreign government in respect of business activity carried on in that country and the Canadian taxes otherwise payable on that activity. Certain carryover provisions (see below) are available where a corporation is unable to utilize the entire amount of foreign taxes paid in a given year as a foreign tax credit (ref: Subsection 126(2) of the ITA). (Déduction pour impôt étranger)

Foreign Tax Carryovers--are business income taxes paid in a foreign country which are not fully creditable against Canadian income tax in the particular year but may be carried forward for the five immediately succeeding years. No carryback provisions exist. A foreign tax carry-forward is creditable against Canadian income tax in the subsequent five-year period only to the extent that the taxpayer has income from any business carried on in that particular country (ref: Paragraph 126(7)(b) of the ITA). (Report d'impôt étranger)

Investment Tax Credit (ITC)--is available under the ITA. Depending on the nature of certain capital or depreciable assets acquired in the year and the location in Canada where those assets are used, tax credits ranging from 7 to 50 per cent of their capital cost are available. ITCs claimed in the year reduce the amount eligible for the Capital Cost Allowance in respect of the asset (see above). Credits earned prior to April 20, 1983 were restricted to a maximum annual claim of $15,000 of tax payable plus one-half of the amount by which the ITC exceeds $15,000. Credits earned after April 19, 1983 may be claimed without limitation against tax payable or partially refunded where no taxes are payable (ref: Section 127 of the ITA). (Crédit d'impôt à l'investissement)

Other Tax Deductions:

Canadian Dividends--are taxable dividends from either a taxable Canadian corporation or a corporation resident in Canada which is controlled by the dividend recipient . A deduction from income equal to the dividend received is allowed (ref: Subsection 112(1) of the ITA). (Dividendes canadiens)

Non-Taxable Foreign Dividends--are dividends paid out of business income by corporations that are foreign affiliates (ref: Paragraph 95(1)(d) of the ITA). The dividends are recorded net of foreign withholding taxes. The rules for deductions in respect of dividends received from foreign affiliates are described in Subsection 113(1) of the ITA. (Dividendes étrangers non imposables)

Federal Tax Abatement--is a deduction from tax otherwise payable by a corporation equal to 10 per cent of the corporation's taxable income earned in a province or territory. The deduction recognizes the fact that income tax is levied by provincial governments (ref: Subsection 124(1) of the ITA). (Abattement d'impôt fédéral)

Inventory Allowance--is an allowance equal to 3 per cent of the taxpayer's cost of tangible property (other than real estate) held as inventory whether for sale, manufacturing, processing or lease (ref: Paragraph 20(1)(gg) of the ITA). (Déduction pour inventaire)

Manufacturing and Processing Profits Deduction--is a deduction from tax otherwise payable which effectively reduces a corporation's tax on income arising from the manufacturing or processing of goods in Canada by 6 per cent on income not eligible for the small business deduction and by 5 per cent on income eligible for the small business deduction (ref: Section 125.1 of the ITA). (Déduction pour bénéfices de fabrication et de transformation)

Resource Allowance--is a deduction from income equal to 25% of the taxpayer's resource profits for resource allowance purposes. The deduction is allowed in lieu of any deduction for royalties paid to the Crown (ref: ITR 1210). (Déduction à l'égard des ressources)

PMA TERMS OF REFERENCE

A. Mandate of the Petroleum Monitoring Agency

The Petroleum Monitoring Agency (PMA) was established to provide public and private users:

- federal and provincial governments,
- oil and gas companies,
- financial institutions and other business enterprises.

with a comprehensive and objective assessment of the financial performance of the petroleum industry in Canada. This is intended to ensure that the soundest possible foundation would be provided for public and private decision-making. This goal is accomplished by publishing semi-annual and annual surveys based on information received directly from oil and gas companies doing business in Canada.

The Agency was created in August 1980 and currently derives its statutory authority from the Energy Monitoring Act.(1) To provide impartiality of reporting and maintain credibility among users, the PMA was established as a separate and independent Agency with its Chairman reporting directly to the Minister of Energy, Mines and Resources.

The Act, at subsection 5(1), sets out that energy enterprises shall file twice a year, returns providing data and information relating to:

(a) ownership and control,
(b) sources and application of funds,
(c) exploration for, development, production, processing, refining and marketing,
(d) costs and revenues and such other matters concerning each of its activities,
(e) deductions, credits, allowances and carry forwards provided under the Income Tax Act,
(f) the distribution and disposition of its revenues and profits,
(g) resources, reserves and properties,
(h) ownership or interest in any other enterprise, and,
(i) research and development programs.

Energy enterprises are defined as individuals, corporations, partnerships, trusts or organizations engaged in the exploration for, development, refining and marketing of oil and gas commodities and having consolidated gross annual revenues, or assets in excess of ten million dollars. Regulations prescribe that gross revenues and assets be determined according to accounting standards set out in the Canadian Institute of Chartered Accountants' Handbook. Currently only corporations are surveyed by the Agency. Each energy corporation is required to report on a consolidated basis on the activities of corporations it controls or owns.

---

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.

B. Sources of Data and Information

The data published in the Petroleum Monitoring Survey are aggregate data derived mainly from survey schedules prescribed by regulations.(1) Since part of the Agency's information gathering function falls into areas covered by Statistics Canada, a number of data sharing agreements were negotiated between the PMA and Statistics Canada under Section 11 of the Statistics Act. These agreements reduce the industry's response burden in relation to the Agency's overall information requirements. Information also flows from the PMA to Statistics Canada. Current data sharing arrangements relate to:

1. ownership and control of energy enterprises,
2. capital structure,
3. international flows of funds,
4. research and development expenditures,
5. quarterly corporate financial statistics, and
6. capital expenditures and operating costs.

The first five of these involve transmission of information to PMA; the last includes information on such subjects as exploration, development and production expenditures, and royalties from PMA to Statistics Canada.

C. Coverage of Data

Industry gross revenues covered by the PMA through aggregation of returns from 120 reporting enterprises account for about 95% of industry revenues as determined by Statistics Canada. The remaining five per cent of industry revenues accrue to firms having revenues or assets less than the Agency's current reporting thresholds, but which are surveyed by Statistics Canada. The high degree of coverage of industry revenues and the inclusion of all but the smallest energy enterprises enable conclusions drawn from Agency aggregates to be applied to the industry as a whole. Degrees of coverage of other performance indicators are presented below.

COMPARISON OF PMA DATA
WITH 1983 INDUSTRY AGGREGATES

	Percentage of Industry Aggregates Covered (%)
UPSTREAM PRODUCTION REVENUES	93
DOWNSTREAM REVENUES	97
UPSTREAM EXPENDITURES IN CANADA	89
PRODUCTION VOLUMES	
Crude Oil and Liquids (thousands m^3/day)	89
Marketable Natural Gas (millions m^3/day)	85

---

(1) Currently prescribed schedules are contained in regulation SOR/84-830

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Petroleum Monitoring Agency Canada

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ 1984
PREMIER SEMESTRE

Canada

AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER
CANADA

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE
EXAMEN DE L'ACTIVITÉ
Premier semestre de 1984

On peut se procurer des exemplaires à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

N° de cat. M 27-22/1984-1F

ISBN 0-662-92890-3

Petroleum Monitoring Agency Canada
Chairman

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Président

L'honorable Pat Carney
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Madame la Ministre,

J'ai le plaisir de vous présenter le rapport qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz au cours du premier semestre 1984.

Ce rapport a été préparé à partir des données fournies par les 107 sociétés dont les activités ont produit environ 95 % de l'ensemble des recettes de l'industrie pétrolière. Dès lors, ces données devraient traduire assez fidèlement le rendement de l'ensemble de l'industrie des hydrocarbures au Canada.

Par rapport à la même période de 1983, la situation globale des bénéfices du secteur pétrolier s'est améliorée au cours du premier semestre de 1984, notamment en raison de la reprise qu'a connue le secteur aval. En outre, les réductions exceptionnelles de la valeur de l'actif en 1983 qui ont entraîné un rétrécissement des bénéfices nets ne se sont pas reproduits dans la même mesure en 1984. Puisque la plus grande proportion de ces réductions de la valeur de l'actif a eu lieu au cours du second semestre de 1983, le résultat mesuré selon les bénéfices nets devrait subir de moins en moins l'effet de ce facteur négatif. Les ressources d'autofinancement, non touchées par les réductions susmentionnées, et qui constituent par conséquent un étalon plus constant pour les comparaisons à court terme, ont connu une croissance de 24 % au cours du premier semestre de 1984 par rapport à la même période de l'année précédente.

Les dépenses de capital du secteur amont ont progressé de 17 % au cours du premier semestre de 1984 en raison de l'accroissement des dépenses d'exploration dans les terres provinciales et dans les Terres du Canada.

Le présent rapport contient pour la première fois un chapitre qui donne des renseignements touchant aux impôts sur le revenu.

Veuillez agréer, Madame la Ministre, l'expression de mes meilleurs sentiments.

Ralph L. Gillen

Le 28 novembre 1984

Canada

580 Booth Street
Ottawa, Ontario K1A 0E4
Telephone (613) 995-7212
(613) 996-4444

580 rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Telephone (613) 995-7212
(613) 996-4444

L'EXAMEN DE L'ACTIVITÉ,
PREMIER SEMESTRE DE 1984
TABLE DES MATIÈRES

	Page
RÉSUMÉ ET FAITS SAILLANTS	i
1 - RENDEMENT FINANCIER	1-1
L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ	1-1
LE SECTEUR AMONT	1-6
LE SECTEUR AVAL	1-7
L'ACTIVITÉ AUTRE AU CANADA	1-7
L'ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER	1-7
2 - SOURCES DES FONDS	2-1
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	2-2
SOURCES EXTERNES DE FONDS	2-3
3 - AFFECTATIONS DES FONDS	3-1
DÉPENSES DE CAPITAL	3-2
RATIO DES INVESTISSEMENTS	3-4
PAIEMENTS DE DIVIDENDES	3-5
AUTRES AFFECTATIONS	3-6
4 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES	4-1
COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS	4-1
DÉPENSES DE CAPITAL	4-2
5 - MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE: 1983 CONTRE 1982	5-1
6 - DONNÉES RELATIVES À L'IMPÔT SUR LE REVENU:	
1983 CONTRE 1982	6-1
REVENU IMPOSABLE ET IMPÔTS SUR LE REVENU EXIGIBLES	6-1
DÉDUCTIONS D'IMPÔT ET RÉSERVES RESTANTES	6-2
DÉPENSES FISCALES	6-3

LISTE DES TABLEAUX ET DES GRAPHIQUES

			Page
Tableau	1	Aperçu de l'activité	1-2
Tableau	2	Bénéfices nets par secteur et par type de sociétés	1-3
Tableau	3	Rendement financier par secteur	1-5
Tableau	4	Résumé - Sources de fonds	2-1
Tableau	5	Ressources d'autofinancement par secteur et par type de sociétés	2-2
Tableau	6	Subventions du PESP, par région et par secteur	2-3
Tableau	7	Résumé - Affectations des fonds	3-1
Tableau	8	Dépenses de capital	3-2
Tableau	9	Comparaison des dépenses de capital - Industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières	4-2
Tableau	10	Mouvements internationaux de trésorerie associés à des investissements à long terme	5-1
Tableau	11	Revenu imposable et impôts sur le revenu exigibles	6-1
Tableau	12	Déductions relatives à l'impôt sur le revenu et soldes	6-2
Tableau	13	Aperçu des dépenses fiscales	6-3

Graphique	1	Comparaison des frais d'intérêt et du revenu avant impôt	1-3
Graphique	2	Dépenses d'exploration au Canada	3-3
Graphique	3	Ratio des investissements du secteur amont	3-4
Graphique	4	Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets	3-5
Graphique	5	Comparaison des bénéfices nets - Industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières	4-1

ANNEXES

		Page
A	**TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES**	
1	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	A-1
2	Prix du pétrole brut canadien: 1979 - 1984	A-2
3	Modifications apportées à la redevance d'indemnisation pétrolière et aux redevances semblables	A-3
4	Bénéfices nets par secteur d'activité et par type de société	A-4
5	Rapport des frais d'intérêt au revenu avant impôts	A-5
6	Ventilation des subventions du PESP par région et par type de dépenses	A-6
7	Puits achevés et mètres de forage au Canada	A-7
8	Dépenses de capital amont - Terres provinciales	A-8
9	Dépenses d'exploration au Canada, par région	A-9
10	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	A-10
11	Dépenses de capital et investissements dans les stocks exprimés en pourcentage des ressources d'autofinancement	A-11
12	Paiements de dividendes	A-12
13	Calcul du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires	A-13
14	Mouvements internationaux de trésorerie: 1983	A-14
15	Déductions de l'année en cours et réserves fiscales restantes	A-15
B	**ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN**	
1	État des revenus et dépenses	B-1
2	Rendement financier par grand secteur d'activité	B-7
3	Sources et affectations de fonds	B-9
4	Dépenses de capital en amont au Canada, par emplacement	B-10
5	Dépenses de capital par activité	B-10
6	Bilan	B-12
7	Volume et valeur de production	B-13
8	Coûts d'exploitation et redevances en amont	B-14
9	Détermination du revenu imposable d'après l'état de contrôle de toutes les activités au Canada	B-15
10	Détermination du revenu imposable de l'industrie en amont d'après l'état de contrôle	B-18
C	**GLOSSAIRE**	C-1
D	**MANDAT DE L'AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER**	D-1

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS

RENDEMENT FINANCIER

L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ

- Recettes et bénéfices: Les recettes de l'industrie se sont accrues de 10 % pour se chiffrer à 31,2 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1984 contre la même période de 1983 par suite de l'augmentation de la production de pétrole et de la hausse des prix. Les bénéfices nets tirés de l'ensemble de l'activité ont augmenté de 40 % pour passer à 1,7 milliard de dollars, ce qui représente des améliorations dans tous les secteurs d'entreprise et notamment dans le secteur aval. Par contre, le revenu en de caisse tiré de l'activité, soit les ressources d'autofinancement, ont augmenté de 24 % pour passer à 4,9 milliards de dollars. Cette augmentation est surtout attribuable à:

  - ✔ l'amélioration des marges sur les marchés de produits pétroliers,
  - ✔ des améliorations de l'efficacité d'exploitation,
  - ✔ une augmentation de la production et une hausse des prix du pétrole brut,
  - ✔ une baisse sélective du taux des redevances provinciales.

- Comparaison des résultats obtenus par les sociétés sous contrôle canadien à ceux des sociétés sous contrôle étranger: Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger se sont accrus de 34 % pour passer à 1,2 milliard de dollars en raison de l'augmentation de 210 millions de dollars des bénéfices nets enregistrés dans les activités aval et de l'accroissement de 160 millions de dollars (+16 %) des bénéfices nets amont.

  Les sociétés sous contrôle canadien ont réalisé un bénéfice net de 460 millions de dollars (+60 %) malgré une légère baisse des bénéfices nets amont. L'accroissement important des bénéfices nets s'explique principalement par l'absence des réductions massives de la valeur de l'actif qui ont déprimé les résultats de 1983. Les activités à l'étranger et les "autres" activités canadiennes en ont été particulièrement touchées.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

L'ACTIVITÉ EN AMONT

- Les recettes amont se sont accrues de 11 % pour passer à 13 milliards de dollars par suite d'une hausse des prix à la tête de puits et d'une augmentation de la production de pétrole brut. Les bénéfices nets amont ont augmenté de 11 % pour passer à 1,6 milliard de dollars, principalement en raison de la diminution des taux des redevances provinciales et de la décélération de l'accroissement des frais d'exploitation. La diminution des dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées au revenu ont également contribué à la hausse des bénéfices nets.

L'ACTIVITÉ EN AVAL

- Les recettes aval ont augmenté de 8 % pour atteindre 16,3 milliards de dollars de pair avec la progression du chiffre d'affaires. Les activités du secteur aval se sont soldées par des bénéfices nets de 100 millions de dollars pour le premier semestre de 1984 contre une perte de 140 millions de dollars pour la même période de 1983. Les marges des bénéfices se sont améliorées en raison de la rationalisation des capacités de raffinage.

SOURCES DES FONDS

Au total, les fonds dont disposait l'industrie pour le premier semestre de 1984 se sont chiffrés à 9,3 milliards de dollars contre 8,9 milliards pour la même période de 1983.

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

- Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont augmenté de 24 % pour passer à 4,9 milliards de dollars, tous les secteurs contribuant à la hausse.

SOURCES EXTERNES DE FONDS

- Au cours du premier semestre de 1984, les sources externes de fonds ont diminué en passant à 4,4 milliards de dollars des 5 milliards pour la période correspondante de 1983, en raison de la diminution des besoins financiers de l'industrie. La nouvelle dette à long terme a diminué de 41 % pour passer à 0,5 milliard de dollars tandis que les émissions d'actions ont chuté de 12 %, soit à 0,8 milliard de dollars.

  Subventions du PESP: Les sociétés déclarantes ont évalué les subventions reçues dans le cadre du PESP à 710 millions de dollars, soit une augmentation de 24 % par rapport à la même période de 1983. Plus de 90 % de ces subventions sont allées à des sociétés sous contrôle canadien.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

AFFECTATIONS DES FONDS

DÉPENSES DE CAPITAL

- Total des dépenses de capital: Les dépenses totales du premier semestre de 1984 se sont établies à 4,5 milliards de dollars, soit une diminution de 5 % par rapport à la même période de 1983. L'augmentation des dépenses du secteur amont et des dépenses accrues à l'étranger ont été plus que compensées par la baisse des dépenses du secteur aval et des autres dépenses de capital.

- Dépenses d'exploration au Canada: Les dépenses se sont accrues de 19 % et ont atteint 2,2 milliards de dollars. Elles ont augmenté de 13 % dans les Terres du Canada et de 24 % dans les terres provinciales. Les dépenses d'exploration engagées dans les Terres du Canada représentent 41 % du total pour le premier semestre de 1984 contre une proportion de 43 % pour la même période de 1983. Les dépenses des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 27 % tandis que celles des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 16 %.

- Dépenses aval: Les dépenses aval ont chuté de 5 % pour s'établir à 430 millions de dollars au cours du premier semestre de 1984 par rapport à la même période de 1983, en raison de l'achèvement d'un certain nombre de projets.

RATIO DES INVESTISSEMENTS

- Les dépenses de capital du secteur amont ont absorbé 65 % des ressources d'autofinancement tirées de l'activité amont, contre 63 % pour le premier semestre de 1983. Le taux de réinvestissement a été plus élevé chez les sociétés sous contrôle canadien (76 %) que chez celles sous contrôle étranger (58 %), même si ces dernières ont signalé une hausse par rapport à la même période de 1983.

DIVIDENDES

- Les dividendes ont augmenté de 9 % pour passer à 580 millions de dollars. Alors que les paiements de dividendes effectués par les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 9 % pour passer à 370 millions de dollars, ceux des sociétés sous contrôle canadien se sont accrus de 10 % pour atteindre 210 millions de dollars.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Conclusion)

RENDEMENTS COMPARATIF: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

BÉNÉFICES NETS

- Les données de Statistique Canada montrent que pour le premier semestre de 1984, les bénéfices nets que l'industrie pétrolière a tirés de ses activités au Canada ont augmenté de 23 % contre une hausse de 49 % pour toutes les industries non financières au Canada. Les bénéfices nets de l'industrie pétrolière représentent 21 % de ceux de toutes les autres industries non financières au Canada, soit une diminution de 5 points par rapport à sa part pour le premier semestre de 1983.

  Le rendement sur l'avoir propre des actionnaires pour l'industrie pétrolière a accusé un taux annuel de 9,4 % pour le premier semestre de 1984, contre 10,8 % dans le cas de toutes les autres industries non financières.

DÉPENSES DE CAPITAL

- Les dépenses de capital engagées par l'industrie pétrolière au cours du premier semestre de 1984 ont diminué selon Statistique Canada de 18 % par rapport au premier semestre de 1983. Le secteur aval a connu la plus grande proportion de la baisse. Les dépenses de capital engagées par l'ensemble des industries non financières, compte non tenu du secteur pétrolier, se sont accrues de 4 %. Ainsi, la part du secteur pétrolier était de 33 % pour le premier semestre de 1984 contre 39 % pour la même période de 1983.

MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE: 1983 CONTRE 1982

Les activités d'investissement à long terme entreprises par l'industrie pétrolière canadienne ont suscité une sortie nette de fonds se chiffrant à 1,6 milliard de dollars en termes de mouvements internationaux de trésorerie au cours de 1983, par suite du doublement des paiements d'intérêts et d'une sortie nette sur le compte de capital.

DONNÉES RELATIVES À L'IMPÔT SUR LE REVENU: 1983 CONTRE 1982

Le revenu imposable de l'industrie pétrolière a augmenté en 1983 par rapport à 1982 de 42 % en passant à 6 milliards de dollars. Les impôts sur le revenu exigibles par les gouvernements fédéral et provinciaux se sont accrus de 18 % pour atteindre 1,8 milliard de dollars. La baisse du taux réel d'impôt fédéral, qui a été ramené de 30 % à 24 % du revenu imposable, peut s'attribuer principalement au crédit d'impôt pour recherches scientifiques. Bien que la part des sociétés sous contrôle canadien ne représente que 28 % des recettes brutes, elles détiennent plus de 50 % des déductions d'impôt inutilisées (réserves fiscales).

I - RENDEMENT FINANCIER

L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ

L'accroissement de la production de pétrole et la hausse des prix, ainsi que l'amélioration des marchés de produits pétroliers raffinés et des gains dans d'autres secteurs d'activité, ont entraîné une augmentation de 10 % des recettes globales de l'industrie, qui sont passées à 31,2 milliards de dollars pour le premier semestre de 1984[1].

Les bénéfices nets tirés de l'ensemble de l'activité au cours du premier semestre de 1984 ont augmenté 500 millions de dollars (+ 40 %) pour atteindre 1,7 milliard de dollars. Les bénéfices nets du secteur amont ont augmenté de 11 % pour passer à 1,6 milliard de dollars, tandis que ceux du secteur aval ont enregistré une hausse de 241 millions pour atteindre 101 millions de dollars contre une perte de 140 millions pour le premier semestre de 1983. Les autres activités au Canada et celles à l'étranger ont enregistré des améliorations par rapport à la même période de 1983, mais ont continué de subir de légères pertes au cours du premier semestre de 1984.

Par contre, les revenus en espèces tirés de l'ensemble des activités, soit les ressources d'autofinancement, ont augmenté de 954 millions de dollars (24 %) pour passer à 4,9 milliards de dollars. Cette hausse découle des facteurs suivants:

- l'amélioration des marges sur les marchés de produits pétroliers,
- des améliorations de l'efficacité d'exploitation,
- l'augmentation de la production et la hausse des prix du pétrole brut, et
- la diminution sélective des taux des redevances provinciales, comparativement à 1983.

L'augmentation relativement importante des bénéfices nets (40 %) est attribuable à la baisse du rythme des réductions de la valeur de l'actif et des impôts reportés contre le rythme d'augmentation des ressources d'autofinancement.

---

(1) L'annexe C contient un glossaire de termes techniques.

Tableau 1. **APERÇU DE L'ACTIVITÉ**[(a)]

(premier semestre)

		1983	1984	Augmentation (Diminution)	
		----- en milliards de $ ------			(%)
RECETTES TOTALES		28,5	31,2	2,7	10
moins:	Frais d'exploitation	3,9	3,9	-	-
	Frais d'intérêt	1,2	1,3	0,1	10
	Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	5,0	5,4	0,4	8
	Autres dépenses en espèces	13,5	14,2	0,7	5
	Impôt sur le revenu - fédéral	0,9	1,3	0,4	50
	- provincial	0,1	0,2	0,1	161
REVENU EN ESPÈCES = RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT		3,9	4,9	1,0	24
moins:	réductions de la valeur de l'actif[(b)]	2,0	2,4	0,4	17
	impôts reportés	0,7	0,8	0,1	18
BÉNÉFICES NETS		1,2	1,7	0,5	40

NOTA: (a) Le total peut ne pas être exact en raison de l'arrondissement des chiffres. Voir le tableau 3 (p. 1-4) pour la ventilation par secteur d'activité.

(b) La rubrique "réductions de la valeur de l'actif" est constituée de frais non monétaires et de dépenses d'exploration et de mise en valeur imputés sur les activités courantes.

a. Bénéfices nets

Étant donné le chiffre peu élevé des bénéfices nets du premier semestre de 1983, utilisé comme base de comparaison, on constate une progression importante des bénéfices nets pour le secteur sous contrôle canadien (+60 %) qui ont atteint 462 millions de dollars au cours du premier semestre de 1984; les chiffres correspondants pour le secteur sous contrôle étranger sont 34 % et 1,2 milliard de dollars.

Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont enregistré une hausse de 310 millions de dollars, profitant d'une hausse de 214 millions de dollars des profits dans le secteur d'activité aval qui avait subi une perte de 109 millions de dollars au cours du premier semestre de 1983 contre des bénéfices nets de 105 millions réalisés en 1984. La hausse des bénéfices nets du secteur aval découle de l'amélioration des marges dans le cas des produits pétroliers et de l'accroissement de la rentabilité des activités pétrochimiques. L'élément sous contrôle étranger du secteur amont a connu une hausse de 16 % (160 millions de dollars) des bénéfices nets qui sont passés à 1,2 milliard de dollars, en raison de l'augmentation de la production et des hausses de prix à la tête de puits. Le revenu en espèces de ces sociétés s'est chiffré à 2,8 milliards de dollars, soit une hausse de 21 % contre celui du premier semestre de 1983.

L'ensemble des sociétés sous contrôle canadien a enregistré une forte hausse des bénéfices nets, composée d'une baisse de 4 millions de dollars pour le secteur amont, compensée par des gains sensibles dans tous les autres secteurs d'activité. Notamment, "l'activité autre au Canada" et l'activité "à l'étranger" se sont soldés par des bénéfices nets accrus de 62 millions de dollars et des pertes réduites de 90 millions, respectivement. L'accroissement des bénéfices tirés de "l'activité autre au Canada" est attribuable principalement à la baisse des frais d'exploitation et à une plus petite proportion des frais d'intérêt attribuée à ce secteur d'activité, tandis que dans le cas de l'activité "à l'étranger" les réductions de la valeur de l'actif étaient moindres qu'au cours du premier semestre de 1983. La réduction des bénéfices nets du secteur amont découlent de frais d'intérêt plus élevés et de montants plus élevés imputés à la dépréciation et aux radiations. Le revenu en espèces des sociétés sous contrôle canadien, non touchées par les réductions de la valeur de l'actif, a connu une hausse de 29 % au cours du premier semestre de 1984 en passant à 2,1 milliards de dollars.

Tableau 2. **BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR ET PAR TYPE DE SOCIÉTÉS**

(premier semestre)

	1983	1984	Augmentation (Diminution)	
	---- en millions de dollars ----			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	438	434	(4)	(1)
Aval	(31)	(4)	27	-
Autres[a]	(119)	32	151	-
Total des sociétés sous contrôle canadien	288	462	175	-
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	1,035	1,195	160	16
Aval	(109)	105	214	-
Autres[a]	(16)	(82)	(66)	-
Total des sociétés sous contrôle étranger	910	1,219	309	34
TOTAL POUR L'INDUSTRIE	1,198	1,681	483	40

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger et des activités autre au Canada. Les annexes A-4 et B-1 donnent plus de précisions

b. Importance relative des frais d'intérêt

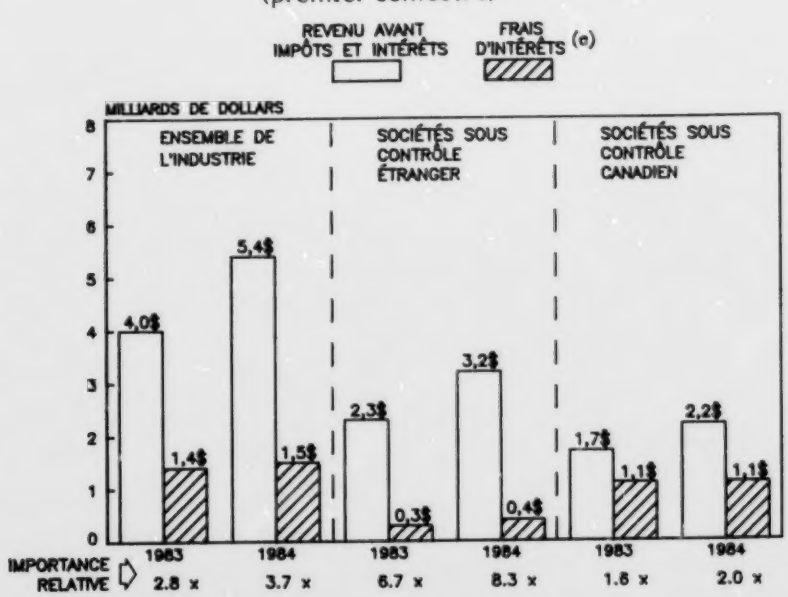
Pour l'ensemble de l'industrie, le revenu avant les impôts et les intérêts imputés à l'exercise a été de 3,7 fois supérieur à l'ensemble des frais d'intérêt aussi bien passés en charges que capitalisés, rapport qui était de 2,8 en 1983. Bien que les sociétés sous contrôle canadien aient réduit le niveau de leur dette à long terme, leurs frais d'intérêt ont augmenté légèrement en raison de la hausse des taux d'intérêt et du déclin de la valeur du dollar canadien (puisqu'une partie de la dette est en dollars américain). Cependant, les bénéfices nets avant les impôts et les intérêts payés ont augmenté de 490 millions et ont plus que compensé la petite hausse des frais d'intérêt, ce qui a abouti à une amélioration du taux de couverture des intérêts qui est passé de 1,6 à 2,0.

Les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté leur endettement de 106 millions de dollars au cours du premier semestre de 1984. Par conséquent, leurs frais d'intérêt ont augmenté de 26 millions de dollars, soit de 8 %, étant donné aussi la hausse des taux d'intérêt. Cependant, l'augmentation du revenu avant impôt a été suffisante pour compenser la hausse des frais d'intérêt et accroître le taux de couverture des intérêts qui est passé de 6,7 à 8,3.

L'analyse des frais d'intérêt ne porte que sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné que les sociétés n'affectent pas de façon uniforme les frais d'intérêt parmi leurs différents secteurs d'activité - amont, aval, activité autre au Canada et activité à l'étranger.

Graphique 1. COMPARAISON DES FRAIS D'INTÉRÊT ET DU REVENU AVANT IMPÔT

(premier semestre)



NOTA: (a) Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt tant passés en charges que capitalisés. L'annexe A-5 donne plus de détails.

Tableau 3. **RENDEMENT FINANCIER PAR SECTEUR** [(a)]

(premier semestre)

	AMONT				AVAL			
			Augmentation				Augmentation	
	1983	1984	(Diminution)		1983	1984	(Diminution)	
	- - en milliards de $ - -			(%)	- - en milliards de $ - -			(%)
RECETTES TOTALES	11,7	13,0	1,3	11	15,1	16,3	1,2	8
moins: Frais d'exploitation	1,9	2,0	0,1	7	1,3	1,3	-	(4)
Frais d'intérêt	0,7	0,8	0,1	10	0,1	0,1	-	43
Redevances, taxes	3,0	3,2	0,2	6	0,9	1,0	0,1	10
RIP, autres frais	-	-	-	-	1,1	1,1	-	(3)
TRPG, TRPS, TGNLGN	1,0	1,1	0,1	17	-	-	-	..
Autres dépenses	1,8	2,0	0,2	12	11,9	12,7	0,8	6
REVENUS AVANT IMPÔT	3,3	3,9	0,6	17	(0,3)	0,1	0,4	-
moins: Impôts courants	1,3	1,6	0,3	24	(0,3)	-	0,3	-
Impôts reportés	0,7	0,7	-	3	0,1	0,1	-	(38)
BÉNÉFICES NETS	1,5	1,6	0,1	11	(0,1)	0,1	0,2	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[(b)]	3,6	4,0	0,4	12	0,2	0,5	0,3	116

	ACTIVITÉ AUTRE[(c)] AU CANADA				ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER			
RECETTES TOTALES	1,0	1,0	-	4	0,7	0,9	0,2	22
moins: Frais d'exploitation	0,4	0,4	-	(11)	0,3	0,3	-	(12)
Frais d'intérêt	0,3	0,3	-	(3)	0,1	0,1	-	21
Autres dépenses	0,3	0,4	0,1	15	0,4	0,5	0,1	13
REVENUS AVANT IMPÔTS	(0,1)	(0,1)	-	-	-	0,1	0,1	-
moins: Impôts courants	-	-	-	-	0,1	0,1	-	(24)
Impôts reportés	-	-	-	-	-	0,1	0,1	-
BÉNÉFICES NETS	-	-	-	-	(0,1)	-	0,1	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[(b)]	-	0,1	0,1	-	0,1	0,3	0,2	110

NOTA: (a) Les variations en pourcentage reflètent les données détaillées, non arrondies, exposées au tableau 1 de l'annexe B.

(b) Les ressources d'autofinancement sont constituées de la somme des bénéfices nets, des impôts reportés et des postes hors caisse, tels la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement et les frais d'exploration et de mise en valeur imputés à la période visée par les rapports.

(c) Comprend les services de forage, les pipe-lines, l'extraction de charbon et de l'uranium, l'extraction des métaux et les autres activités qui ne sont pas liées au pétrole.

LE SECTEUR AMONT

Les recettes tirées du secteur amont ont augmenté de 11 % pour se chiffrer à 13 milliards de dollars par suite de la hausse des prix à la tête de puits (1) et d'une augmentation de 12 % de la production de pétrole brut (annexe A-1). Le remplacement des importations de pétrole étranger et l'augmentation des exportations de pétrole brut et de produits raffinés ont permis cette augmentation de la production. Il y a eu aussi une hausse de 4 % de la consommation nationale. La progression des ventes de gaz naturel sur les marchés étranger (+4 %) et canadien (+10 %) a contribué à la croissance des recettes dans le secteur amont.

Les bénéfices nets du secteur amont, qui se situent à 1,6 milliard de dollars, ont augmenté de 11 % au cours du premier semestre de 1984 contre la même période de 1983, en raison des facteurs susmentionnés et de taux de redevances moins élevés sur la production de projets qualifiés de récupération assistée de pétrole. En outre, une hausse relativement modérée (+7 %) des frais d'exploitation, comparativement à la situation antérieure, et une baisse des dépenses d'exploitation et de mise en valeur ont contribué à améliorer la situation des bénéfices nets.

Ce rendement a été en partie annulé par trois facteurs: une hausse de 10 % des frais d'intérêt attribués au secteur (pour un total de 756 millions de dollars); une augmentation de 17 % des taxes énergétiques étant donné l'accroissement de la production; et le retour du taux réel de la TRPG à 12 % en 1984 contre 11 % pendant le premier semestre de 1983. Les autres postes hors caisse, tels l'épuisement et les radiations de la valeur de l'actif, ainsi que les impôts exigibles pour l'année en cours, ont aussi augmenté.

Les sociétés sous contrôle canadien ont enregistré une baisse de 1 % (4 millions de dollars) dans les bénéfices nets amont, attribuable en grande partie à la hausse des frais d'intérêt et des autres postes hors caisse, tandis que les sociétés sous contrôle étranger ont connu une hausse de 16 % (160 millions de dollars) des bénéfices nets amont, en raison notamment de la réduction des dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées sur les activités en cours.

---

(1) Le prix à la tête de puits du pétrole "ancien" était de 187,22 $/m^3 (29,75 $/b) pendant le premier semestre de 1983 et 1984. À partir du 1er juillet 1983, le pétrole donnant droit au prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP) a reçu le prix de référence du nouveau pétrole (PRNP). En outre, le pétrole supplémentaire obtenu de nouveaux projets d'extraction par injection d'eau et de projets agrandis, a donné droit au PRNP majoré après le 30 juin 1983. Pendant le premier semestre de 1984, le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta était de 2,76 $ le gigajoule (2,26 $ par millier de pieds cubes), ce qui représente une hausse de 40 cents par gigajoule par rapport au premier semestre de 1983. Le prix moyen du gaz exporté au États-Unis est passé de 5,04 $ le gigajoule pendant le premier semestre de 1983 à 5,26 $ le gigajoule pendant la même période de 1984, en raison de la baisse de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain.

LE SECTEUR AVAL

Les recettes du secteur en aval ont augmenté de 8 % pour passer à 16,3 milliards de dollars de pair avec l'affermissement des prix et la progression des ventes, pour la première fois depuis 1979. Il en est résulté une amélioration des bénéfices nets pour le secteur aval, qui est passé d'une perte de 140 millions de dollars pour le premier semestre de 1983 à des profits de 101 millions de dollars pour la même période de 1984. Le raffinage au Canada a subi des changements et une rationalisation sensibles, comportant la fermeture de la capacité excédentaire au cours de 1983 et au début de 1984. En conséquence, le taux d'utilisation a dépassé 75 % au cours du premier semestre de 1984. Les marges de profit(2) sont passés de -2,2 % pour le premier semestre de 1983 à +0,8 % en 1984. Le revenu en espèces du secteur a plus que doublé pour atteindre 453 millions de dollars.

Le niveau de l'impôt courant sur l'activité en aval pour les deux périodes examinées était négatif, étant donné la récupération d'impôts payés auparavant, au rythme de 298 millions de dollars pour le premier semestre de 1983 et de 35 millions de dollars pour la même période de 1984. Ces récupérations d'impôt découlent notamment des importantes immobilisations et des pertes d'exploitation des périodes d'imposition antérieures. Les impôts reportés qui ont été imputés sur les bénéfices nets ont diminué de 38 % pour se ramener à 61 millions de dollars.

L'ACTIVITÉ AUTRE AU CANADA

Ce secteur d'activité a enregistré une perte de 29 millions de dollars au cours du premier semestre de 1984 contre une perte de 23 millions pour la même période de 1983. La perte de 1984 est attribuable aux montants élevés attribués à la dépréciation de l'actif. Sans la hausse des postes hors caisse, le secteur aurait enregistré un petit profit.

Dans les examens antérieurs, on a noté que dans un certain nombre de sociétés, la masse des frais d'intérêt était imputée sur ce secteur relativement restreint. Même si un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leurs frais d'intérêt à d'autres secteurs, 25 % de tous les frais d'intérêt de l'industrie sont toujours imputés sur ce secteur de "l'activité autre au Canada" qui ne représente que 3 % de l'ensemble des recettes.

L'ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER

Les pertes après impôt sont passées de 113 millions de dollars pour le premier semestre de 1983 à 20 millions pour la période de 1984 examinée. L'absence de grandes réductions de la valeur des avoirs pétroliers et gaziers à l'étranger au cours du premier semestre de 1984 est le principal facteur expliquant la baisse des pertes.

(2) La marge de profit désigne les revenus avant impôt exprimés en pourcentage des recettes totales.

2 - SOURCES DES FONDS

Les sources de fonds accessibles à l'industrie au cours du premier semestre de 1984 se sont élevées à 9,3 milliards de dollars contre 8,9 milliards de dollars au premier semestre de 1983. La contribution des ressources d'autofinancement a augmenté de 24 %, passant à 4,9 milliards de dollars, tandis que les fonds provenant de sources externes baissaient de 11 %, pour s'établir à 4,4 milliards de dollars. Ces dernières ont fourni 48 % des fonds dont disposait l'industrie, ce qui constituait une baisse par rapport à 56 % en 1983, essentiellement en raison des besoins réduits en financement qui ont largement compensé les augmentations de subventions du PESP et autres subventions d'encouragement (voir la page 2-3 pour obtenir de plus amples détails).

Tableau 4. **RÉSUMÉ - SOURCES DE FONDS**[(a)]

(premier semestre)

	1983	1984	Augmentation (Diminution)		Part du total 1983	Part du total 1984
	- - en milliards de $ - -			(%)	(%)	
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT						
Bénéfices nets	1,2	1,7	0,5	40	13	18
Postes hors-caisse[(b)]	2,7	3,2	0,5	17	31	34
Total des ressources d'autofinancement	3,9	4,9	1,0	24	44	52
SOURCES EXTERNES						
Nouvelle dette à long terme[(c)]	0,9	0,5	(0,4)	(41)	10	5
Nouvelles participations[(c)]	0,9	0,8	(0,1)	(12)	10	8
Diminution du fonds de roulement[(c)]	1,1	1,2	0,1	9	12	13
PESP et autres subventions	0,6	0,8	0,2	21	7	8
Toutes autres sources	1,5	1,2	(0,3)	(21)	17	13
Total des sources externes	5,0	4,4	(0,6)	(11)	56	48
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	8,9	9,3	0,4	4	100	100

NOTA: (a) Le tableau 2 de l'annexe B donne plus de détails à ce sujet.

(b) Comprend les impôts reportés, les dépenses d'exploration et de mise en valeur déduites du revenu courant, ainsi que les autres postes hors-caisse (la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement) qui n'ont pas nécessité de mise de fonds au cours de la période visée par le présent rapport.

(c) Les chiffres représentent les montants nets de la nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des nouveaux fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds de ces sources. Une diminution nette dans ces catégories, déclarée par certaines sociétés, est inscrite au titre des affectations de fonds au tableau 7 (p. 3-1).

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière ont augmenté de 24 % pour se chiffrer à 4,9 milliards de dollars au premier semestre de 1984, surtout en raison de la hausse des prix du pétrole brut à la tête de puits et des marges plus élevées des produits pétroliers. Tous les secteurs de l'activité ont accusé des hausses; les ressources d'autofinancement du secteur amont ont augmenté de 12 % pour passer à 4 milliards de dollars, tandis que les trois autres secteurs se sont redressés par rapport à leur bas niveau du premier semestre de 1983, accusant ainsi un total de près d'un milliard de dollars en 1984.

Les sociétés sous contrôle canadien ont accusé une hausse de 29 %, soit 462 millions de dollars, en ce qui concerne leurs ressources d'autofinancement, principalement en raison de la baisse de leurs frais d'exploitation et d'administration. Les sociétés sous contrôle étranger ont accusé une hausse de leurs ressources d'autofinancement de 21 %, soit 491 millions de dollars, car elles ont été les principaux bénéficiaires de la hausse des prix des produits pétroliers sur le marché aval.

Tableau 5. RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT PAR SECTEUR ET PAR TYPE DE SOCIÉTÉS[a]

(premier semestre)

	1983	1984	Augmentation (Diminution)	
	----en milliards de $----			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	1,5	1,7	0,2	14
Aval	-	0,1	0,1	-
Autres[b]	0,1	0,3	0,2	125
Total des sociétés sous contrôle canadien	1,6	2,1	0,5	29
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	2,1	2,3	0,2	11
Aval	0,2	0,4	0,2	84
Autres[b]	-	0,1	0,1	-
Total des sociétés sous contrôle étranger	2,3	2,8	0,5	21
TOTAL DE L'INDUSTRIE				
Amont	3,6	4,0	0,4	12
Aval	0,2	0,5	0,3	116
Autres[b]	0,1	0,4	0,3	179
TOTAL - INDUSTRIE	3,9	4,9	1,0	24

NOTA: (a) Le tableau 1 de l'annexe B donne plus de détails à ce sujet.

(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées de l'activité à l'étranger et de l'activité autre au Canada.

SOURCES EXTERNES DE FONDS

Les fonds provenant de sources externes ont chuté de 5 milliards de dollars au premier semestre de 1983 à 4,4 milliards de dollars en 1984, ce qui reflète les besoins réduits en financement de l'industrie. Les nouveaux emprunts à long terme ont chuté de 41 % au premier semestre de 1984 par rapport à 1983, s'établissant à 0,5 milliard de dollars et les nouvelles émissions d'actions ont chuté de 12 % pour s'établir à 0,8 milliard de dollars.

Une réduction plus importante du fonds de roulement au premier semestre de 1984 par rapport à 1983, soit 1,2 milliard de dollars contre 1,1 milliard de dollars, a partiellement compensé la chute de fonds provenant de sources externes.

L'augmentation des fonds de 137 millions de dollars est attribuable aux subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP). Les sociétés déclarant à l'ASSP ont estimé les subventions du PESP à 711 millions de dollars, soit une hausse de 24 % par rapport à 1983, 90 % de ces subventions étant versées à des sociétés sous contrôle canadien. Le gouvernement de l'Alberta a administré et versé environ 19 % de l'ensemble de subventions du PESP, le reste étant administré et versé par le gouvernement fédéral.

Tableau 6. **SUBVENTIONS DU PESP PAR RÉGION ET SECTEUR**

(premier semestre)

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	en millions de $					
PROVINCES						
Colombie-Britannique	13	15	-	-	13	15
Alberta	117	136	-	-	117	136
Autres provinces	11	20	-	-	11	20
Total pour les provinces	141	170	-	-	141	170
TERRES DU CANADA						
Mer de Beaufort	116	134	6	8	122	141
Labrador, Est	118	156	7	17	125	173
Secteur sud du plateau continental de l'Atlantique	126	162	24	14	149	176
Autres	34	44	4	8	38	51
Total - Terres du Canada	393	495	41	47	434	541
TOTAL - CANADA	533	665	41	47	574	711

NOTA: L'annexe A-6 présente une ventilation plus détaillée.

3 - AFFECTATIONS DES FONDS

L'ensemble des affectations de fonds a augmenté de 4 %, passant à 9,3 milliards de dollars au premier semestre de 1984 par rapport à la même période de 1983. Les hausses au titre des fonds de roulement et de la diminution de la dette à long terme (tableau 7) ont été largement compensées par la baisse des dépenses de capital et par une baisse dans d'autres affectations (surtout pour les acquisitions).

Tableau 7. **RÉSUMÉ - AFFECTATIONS DES FONDS**

(premier semestre)

	1983	1984	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1983	Part du Total 1984
	----en milliards de $---			(%)	(%)	
DÉPENSES DE CAPITAL						
Dépenses au Canada[a]	4,5	4,2	(0,3)	(7)	50	45
Dépenses à l'étranger	0,3	0,3	-	15	3	3
Total des dépenses de capital	4,7	4,5	(0,2)	(5)	53	48
AUTRES AFFECTATIONS DE FONDS						
Remboursement de la dette à long terme[b]	1,0	1,6	0,6	63	11	17
Rachat de l'avoir propre[b]	0,2	0,1	(0,1)	(47)	2	1
Augmentation du fonds de roulement[b]	1,0	1,6	0,6	58	11	17
Dividendes	0,5	0,6	0,1	9	6	6
Autres affectations[c]	1,5	1,0	(0,5)	(34)	16	10
Total - Autres Affectations	4,1	4,8	0,7	16	47	52
TOTAL - TOUTES LES AFFECTATIONS	8,9	9,3	0,4	4	100	100

NOTA: (a) Les dépenses sont données en chiffres bruts sans rajustement pour les subventions du PESP et les autres subventions.

(b) Représente l'affectation nette de fonds au rachat de l'avoir propre, à la diminution de la dette à long terme et à l'accroissement des fonds de roulement dans le cas des sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins. L'augmentation nette dans ces catégories, déclarée par certaines sociétés, est donnée comme source de fonds dans le tableau 4 (page 2-1).

(c) Principalement des fonds affectés aux acquisitions d'usines et de propriétés appartenant à d'autres sociétés et des fonds affectés à des mainmises sur des sociétés.

DÉPENSES DE CAPITAL

L'ensemble des dépenses de capital, pour le premier semestre de 1984, a diminué de 5 %, pour s'établir à 4,5 milliards de dollars. Une chute de 7 % des dépenses de capital au Canada a été partiellement compensée par une faible hausse des dépenses (15 %), surtout aux États-Unis, par un certain nombre de sociétés sous contrôle étranger.

Tableau 8. **DÉPENSES DE CAPITAL**[(a)]

(premier semestre)

	1983	1984	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1983	Part du Total 1984
	- - -en milliards de $- -			(%)	(%)	
AMONT						
Exploration	1,8	2,2	0,4	19	39	49
Mise en valeur	0,4	0,5	0,1	40	8	11
Production	0,5	0,5	-	(7)	11	11
Non classique[(b)]	0,2	0,2	-	28	3	5
Total - Secteur amont[(c)]	2,9	3,4	0,5	17	61	76
Secteur aval	0,9	0,4	(0,5)	(50)	18	10
Extraction des ressources énergétiques minières	0,1	0,1	-	34	2	3
Autres	0,6	0,2	(0,4)	(65)	13	5
TOTAL DES DÉPENSES AU CANADA	4,5	4,2	(0,3)	(7)	94	93
DÉPENSES À L'ÉTRANGER	0,3	0,3	-	15	6	7
TOTAL DES DÉPENSES	4,7	4,5	(0,2)	(5)	100	100

NOTA: (a) Pour une ventilation plus détaillée, voir les tableaux 3 et 4 de l'annexe B.
(b) Comprend les projets relatifs aux sables pétrolifères et au pétrole lourd non classique.
(c) Les dépenses amont comprennent les subventions du PESP.

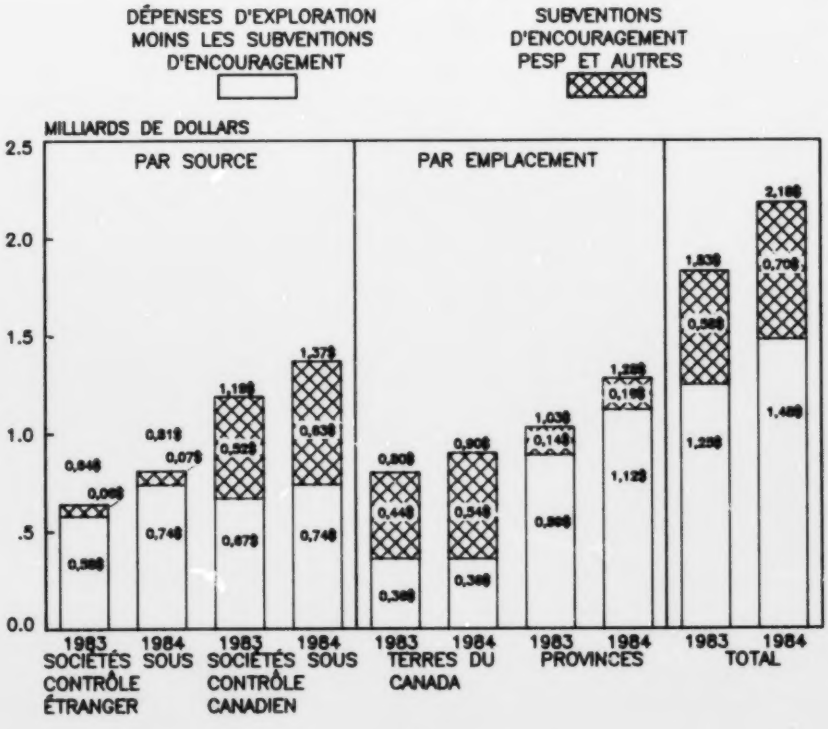
Secteur amont: Les dépenses du secteur amont ont augmenté de 17 % pour atteindre 3,4 milliards de dollars au premier semestre de 1984. Cela fait suite à une augmentation de 2 % au second semestre de 1983, qui a marqué la première hausse depuis 1980. Les dépenses d'exploration ont progressé de 19 %, les dépenses de mise en valeur et les dépenses associées aux sables pétrolifères ont augmenté de 40 % et de 28 % respectivement, tandis que les dépenses de production chutaient de 7 %. Après déduction des subventions du PESP et autres encouragements financiers semblables, les dépenses nettes amont engagées par le secteur des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 20 % alors que celles des sociétés sous contrôle canadien ont progressé de 13 %.

Les dépenses d'exploration, de 2,2 milliards de dollars pour le premier semestre de 1984 ont augmenté de 19 % dans les provinces et dans les Terres du Canada; elles sont passées à 1,3 milliard de dollars, soit une hausse de 24 %, dans les provinces, et à 898 millions de dollars, soit une hausse de 13 %, dans les Terres du Canada. Les dépenses d'exploration dans les Terres du Canada ont représenté 41 % du total des dépenses d'exploration, contre 43 % pour la même période de 1983. La plus forte augmentation des dépenses dans les Terres du Canada a été enregistrée au large de la côte est (annexe A-9).

Les dépenses d'exploration des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 27 % au premier trimestre de 1984, alors que celles des sociétés sous contrôle canadien ont grimpé de 16 % pour représenter plus de 60 % des dépenses totales d'exploration.

Graphique 2. **DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA**

(premier semestre)



Secteur aval: Les dépenses de capital ont diminué de 50 % pour s'établir à 429 millions de dollars au cours du premier semestre de 1984 par rapport à la même période de 1983 en raison du fait que la majeure partie des rajustements de capacité associés à la chute de la demande de 1979 à 1983 ont été achevés avant la fin de 1983 et qu'il n'y a pas eu d'importants nouveaux projets de dépenses de capital.

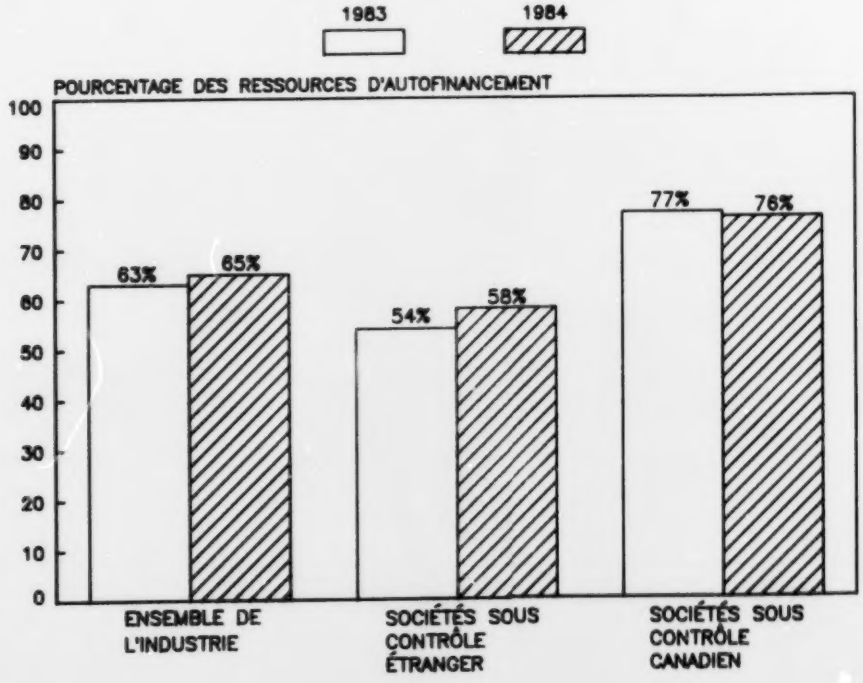
Extraction des ressources énergétiques minières et autres: Ces dépenses ont diminué de 53 % pour totaliser 335 millions de dollars. Elles comprennent les débours pour les navires de forage, les caissons et les installations de forage, une partie du montant total représentant le montant actualisé des intérêts payés relativement aux dépenses engagées avant la mise en marche des projets.

RATIO DES INVESTISSEMENTS

Les dépenses de capital du secteur amont (déduction faite des subventions du PESP) se sont élevées à 65 % des ressources d'autofinancement des activités du secteur, soit une légère hausse par rapport à 63 % au cours du premier semestre de 1983 (graphique 3). Cette augmentation du ratio des investissements découle du fait que les dépenses du secteur ont augmenté à un rythme plus rapide que les ressources d'autofinancement. Bien que l'augmentation du ratio de l'ensemble des réinvestissements ait découlé de la hausse des réinvestissements par les sociétés sous contrôle étranger, soit de 54 à 58 % pour le premier semestre de 1984, les sociétés sous contrôle canadien ont continué à réinvestir à un rythme plus élevé (76 %).

Graphique 3. RATIO DES INVESTISSEMENTS DU SECTEUR AMONT

(premier semestre)



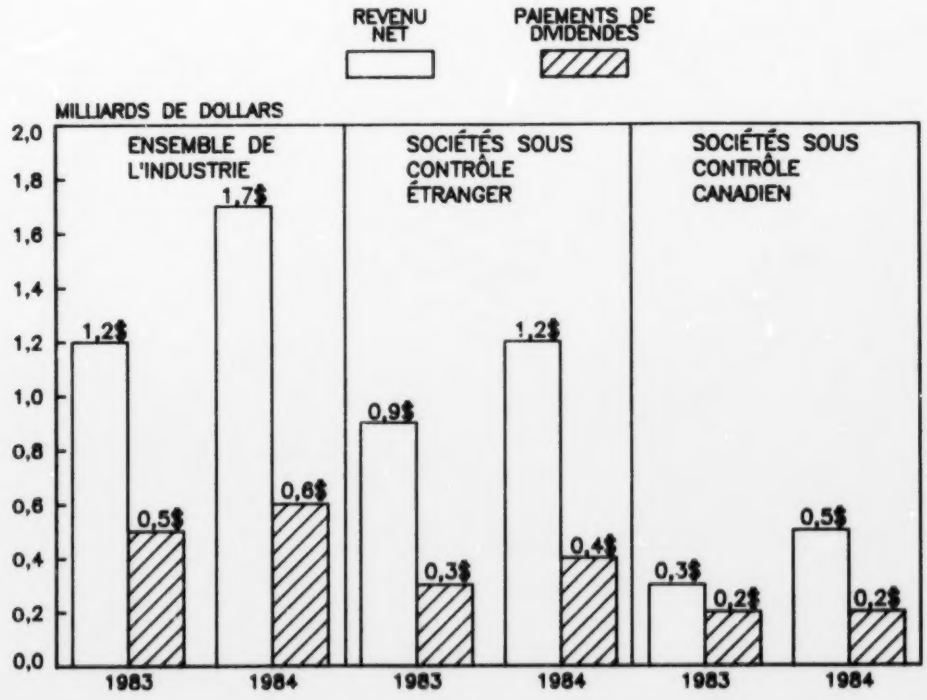
Le ratio de réinvestissements en regard des activités liées au pétrole (amont et aval) a été de 68 % pour le premier semestre de 1984, soit une chute de 14 points par rapport aux 82 % enregistrés pour la même période de 1983. Cette chute est surtout due à la forte réduction des dépenses de capital du secteur aval ainsi qu'à une forte augmentation des ressources d'autofinancement de ce secteur.

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

Les paiements de dividendes par les sociétés pétrolières ont augmenté de 9 % pour passer à 578 millions de dollars pour le premier semestre de 1984 alors que les sociétés sous contrôle canadien ont accru de 10 % leurs paiements de dividendes qui sont passés à 212 millions de dollars soit un taux de rendement de 46 % des bénéfices nets (graphique 4). Chez les sociétés sous contrôle étranger, les paiements ont augmenté de 9 % pour atteindre 366 millions de dollars donnant ainsi un taux de rendement de 30 %.

Graphique 4. COMPARAISON DES PAIEMENTS DE DIVIDENDES ET DES BÉNÉFICES NETS

(premier semestre)



NOTA: L'annexe B–13 indique le détail par catégories de sociétés

AUTRES AFFECTATIONS

Les changements importants constatés aux "autres affectations" étaient:

- Une augmentation de 604 millions de dollars des fonds affectés au remboursement de la dette à long terme. La plus grande partie de cette augmentation a été accusée par les sociétés sous contrôle canadien;
- Une augmentation de 586 millions de dollars de l'accroissement du fonds de roulement;
- Une diminution de 34 % des autres affectations qui sont passées à 956 millions de dollars. Les fonds dans cette catégorie ont servi principalement à acquérir l'avoir existant relativement aux mainmises.

4 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

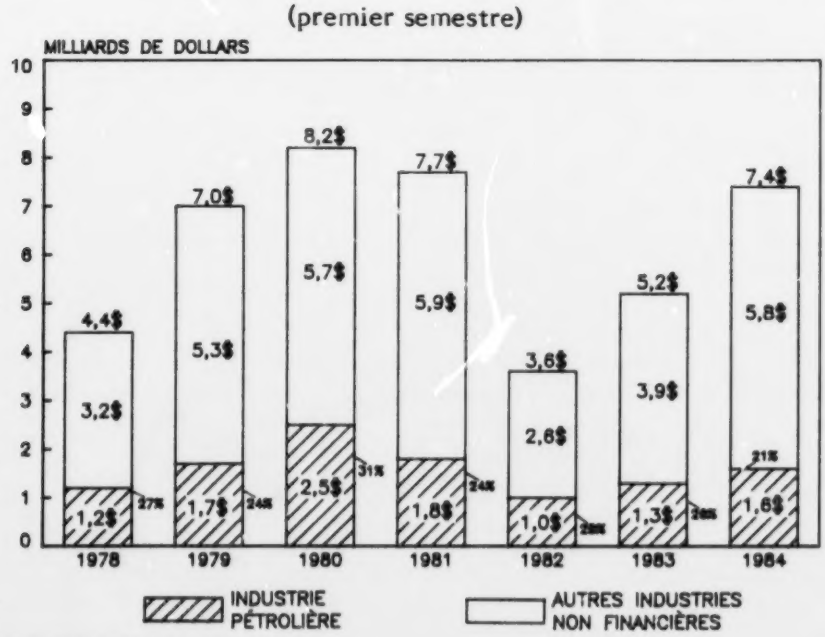
COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de comparer le rendement financier du secteur pétrolier à celui d'autres secteurs de l'économie[1]. Il ressort des chiffres que les profits de l'industrie pétrolière dans les activités au Canada ont augmenté de 23 % en 1983, contre 49 % dans toutes les autres industries non financières, essentiellement en raison de la croissance du secteur manufacturier.

Comme on le constate au graphique 5, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière pour le premier semestre de 1984 équivalaient à 21 % de ceux de toutes les industries non financières, soit un recul de 5 points par rapport au niveau atteint au premier semestre de 1983.

Les gains net sur l'avoir des actionnaires au taux annuel de 9,4 % pour le premier semestre de 1984 se comparent au taux de 9,1 % pour l'ensemble de 1983.

Graphique 5 . COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS -- INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES LES AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES



---

(1) Les données citées dans cette section du rapport ne correspondent pas et ne peuvent correspondre aux résultats obtenus de l'examen de l'ASSP indiqués dans les sections 1 à 3. Statistique Canada (Source: Catalogue 61-003, Sociétés industrielles. Trimestriel.) exige que les sociétés déclarent leurs bénéfices nets avant toute réduction extraordinaire de la valeur de l'actif. Ainsi les bénéfices nets déclarés sont donc supérieurs à ceux qui sont indiqués aux sections 1 à 3 du présent examen (voir aussi note (a), page 4-2).

Le taux de rendement pour toutes les autres industries non financières a grimpé de 9,2 % en 1983 à 10,8 % pour le premier semestre de 1984 en raison de la nette amélioration du secteur manufacturier qui a largement compensé les faibles résultats de l'industrie minière (annexe A-13).

DÉPENSES DE CAPITAL

Selon les données compilées par Statistique Canada, les dépenses brutes de capital (c.-à-d. avant déduction des subventions du PESP) de l'industrie pétrolière ont diminué de 18 % au premier semestre de 1984 par rapport à la même période de 1983, surtout à cause des réductions des dépenses dans le secteur aval. En revanche, les dépenses de capital des industries non financières, à l'exclusion du secteur pétrolier, ont augmenté de 4 %; la part de l'industrie pétrolière dans l'ensemble des dépenses de capital des industries non financières a ainsi été ramenée de 39 % pour le premier semestre de 1983 à 33 % pour la même période en 1984.

Tableau 9. COMPARAISON DES DÉPENSES DE CAPITAL - INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES

(premier semestre)

		1983	1984	Augmentation (Diminution)	
		- - - - - en milliards de $ - - - -			(%)
1.	Fabrication	2,6	2,7	0,1	4
2.	Extraction minière	0,6	0,7	0,1	11
3.	Autres industries non financières	3,5	3,6	0,1	3
4.	TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (non compris l'industrie pétrolière)	6,8	7,1	0,3	4
5.	Industrie pétrolière(a)	4,3	3,5	(0,8)	(18)
6.	TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (y compris l'industrie pétrolière)	11,1	10,6	(0,5)	(5)
7.	Ligne 5 en % de la ligne 6	38,6	33,0		

NOTA: (a) Bien que les données de Statistique Canada pour l'industrie pétrolière couvrent un nombre plus élevé de sociétés que l'examen de l'ASSP, elles excluent les entreprises commerciales de gouvernements et les activités des sociétés canadiennes à l'étranger. L'examen de l'ASSP porte sur l'ensemble des activités des sociétés pétrolières oeuvrant au Canada, y compris les sociétés d'État dont l'avoir et les recettes excèdent un certain seuil (voir la note au bas de la page 4-1).

SOURCE: Statistique Canada, 61-003, Sociétés industrielles: Statistique financière. Cette étude ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont brutes, et comprennent les subventions du PESP et d'autres subventions de capital.

5 - MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE: 1983 CONTRE 1982[1]

Les mouvements internationaux de trésorerie associés à des investissements à long terme de l'industrie pétrolière canadienne ont produit des sorties nettes de 1,58 milliard de dollars en 1983[2]. Cette hausse de 1983 est due à plusieurs facteurs dont le doublement des paiements d'intérêts et une sortie nette pour le compte de capital ont été les plus importants.

Tableau 10. MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE ASSOCIÉS À DES INVESTISSEMENTS À LONG TERME [a]

	COMPTE COURANT			COMPTE DE CAPITAL[b]	TOTAL
	Intérêt	Dividendes	Paiement de services Commerciaux	Transactions	
	en milliards de $				
1982					
Sous contrôle canadien	(0,16)	-	(0,05)	1,62	1,40
Sous contrôle étranger	(0,18)	(0,57)	(0,15)	(0,85)	(1,75)
RENTRÉES (SORTIES)	(0,34)	(0,57)	(0,20)	0,77	(0,35)
1983					
Sous contrôle canadien	(0,42)	0,15	(0,01)	0,03	(0,25)
Sous contrôle étranger	(0,31)	(0,53)	(0,08)	(0,40)	(1,33)
RENTRÉES (SORTIES) NETTES	(0,73)	(0,38)	(0,09)	(0,37)	(1,58)

NOTA: (a) Tous les chiffres sont des montants nets et excluent les exportations et importations de biens, les services de transport et les variations des bénéfices non distribués. L'annexe A-14, donne de plus amples détails, y compris les mouvements de capitaux à court terme qui, en 1983, se sont chiffrés à 340 millions de dollars (sorties nettes).

(b) Le compte de capital représente les fonds associés à des investissements à long terme, comme les sommes investies par une société mère dans une filiale étrangère.

---

(1) Les renseignements sur les mouvements internationaux de trésorerie pour l'année 1983 n'ont pas été disponibles à temps pour l'Examen de l'activité de 1983. C'est pourquoi ils sont inclus dans le présent examen.

(2) Statistique Canada a fourni les données sur les mouvements internationaux de trésorerie. Il n'est pas tenu compte des mouvements internationaux de trésorerie qui émanent d'entreprises non énergétiques et qui sont basés sur les performances de leurs filiales énergétiques.

Les sociétés sous contrôle canadien ont signalé, au titre du compte de capital, des rentrées nettes de 31 millions de dollars. Ce mouvement est le résultat d'une sortie d'investissements de capital au Canada (remboursement de la dette) compensée par des investissements directs (1) à l'étranger (p. ex. la vente d'une filiale étrangère). Les paiements d'intérêts à des non-résidents ont entraîné des sorties de 421 millions de dollars, tandis que les dividendes reçus de filiales étrangères représentaient des rentrées de 150 millions de dollars.

Les sociétés sous contrôle étranger ont signalé, au titre du compte de capital, des sorties nettes de 405 millions de dollars, soit une baisse par rapport à 850 millions de dollars en 1982 et par rapport à 5 milliards de dollars, ou à peu près, en 1981. Les sorties de 1983 ont surtout été dues aux ventes d'activités canadiennes qui ont été entamées les années précédentes et achevées en 1983. Les transactions au titre du compte courant pour le secteur sous contrôle étranger ont produit des sorties de 923 millions de dollars, tandis que les paiements de dividendes représentaient environ 60 % de ce total.

L'annexe A-14 montre que les dividendes et les paiements de services commerciaux de l'industrie pétrolière à l'étranger ont surtout été versés à des sociétés affiliées. En 1983, quatre-vingt-quinze pour cent des dividendes et 67 % des paiements de services commerciaux ont été versés à des sociétés mères étrangères.

---

(1) Dans ce contexte, "investissement direct" s'entend d'un placement exécuté à la fois pour tirer un revenu et pour exercer un certain contrôle sur la gestion d'une entreprise. Dans l'industrie pétrolière canadienne, les investissements directs sont principalement des capitaux investis par des sociétés mères étrangères dans leurs filiales canadiennes. Les placements de portefeuille servent presque exclusivement à tirer des revenus. Toute la dette détenue par des sociétés étrangères et tout l'avoir propre non détenu par des sociétés mères étrangères sont des placements de portefeuille.

6 - DONNÉES RELATIVES À L'IMPÔT SUR LE REVENU: 1983 CONTRE 1982

REVENU IMPOSABLE ET IMPÔTS SUR LE REVENU EXIGIBLES

Le revenu imposable de l'industrie pétrolière est passé de 1,8 milliard de dollars (42 %) à 6 milliards de dollars en 1983 par rapport à 1982. Les impôts sur le revenu à payer aux gouvernements fédéral et provinciaux ont augmenté de 18 %, passant de 1,5 milliard de dollars à 1,8 milliard de dollars (annexes B-9 et B-10). La chute du taux réel d'impôt fédéral[1] de 30 % à 24 % du revenu imposable, a été presque entièrement provoquée par la réaction de l'industrie à l'introduction, en 1983, du crédit d'impôt à la recherche scientifique, ce qui a entraîné des demandes de crédits d'impôt de 354 millions de dollars qui émanaient surtout de sociétés sous contrôle étranger.

Tableau 11 . REVENU IMPOSABLE ET IMPÔTS SUR LE REVENU EXIGIBLES

	1982	1983	Augmentation (Diminution)	
	- - - en millions de $ - - -			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Revenu imposable	0,78	1,14	0,36	47
Impôts sur le revenu exigibles:				
fédéraux	0,14	0,29	0,15	107
provinciaux	0,01	0,06	0,05	-
TOTAL	0,15	0,35	0,20	133
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Revenu imposable	3,43	4,85	1,42	41
Impôts sur le revenu exigibles:				
fédéraux	1,14	1,14	-	-
provinciaux	0,25	0,33	0,08	32
TOTAL	1,39	1,47	0,08	6
TOTAL - INDUSTRIE				
Revenu imposable	4,21	5,99	1,78	42
Impôts sur le revenu exigibles:				
fédéraux	1,28	1,43	0,15	12
provinciaux	0,26	0,39	0,13	50
TOTAL	1,54	1,82	0,28	18
	- - (%) - -			
TAUX RÉEL D'IMPÔT FÉDÉRAL				
Sociétés sous contrôle canadien	17	26		
Sociétés sous contrôle étranger	33	23		
TOTAL - INDUSTRIE	30	24		

---

(1) Les taux maximaux d'impôt fédéral pour 1982 et 1983 étaient respectivement de 37,8 % et de 36,9 % du revenu imposable. Les crédits d'impôt sont déduits directement des impôts exigibles.

DÉDUCTIONS D'IMPÔT ET RÉSERVES RESTANTES

En 1983, l'industrie pétrolière a déclaré 55,1 milliards de dollars bruts avant déductions, ce qui représente une hausse de 8 % par rapport à 1982; les revenus après frais d'exploitation et frais d'intérêts, mais avant déductions d'impôt, ont augmenté de 17 %, passant à 19 milliards de dollars, tandis que les frais d'exploitation (en hausse de 4 %) grimpaient plus lentement que les revenus bruts.

Tableau 12. DÉDUCTIONS RELATIVES A L'IMPÔT SUR LE REVENU ET SOLDES

	TOTAL INDUSTRIE		SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER		SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	en milliards de $					
REVENUS BRUTS IMPOSABLES	51,2	55,1	37,8	39,9	13,4	15,2
moins: Frais d'exploitation	31,7	32,9	26,2	26,5	5,5	6,4
Frais d'intérêts	3,2	3,2	0,7	0,9	2,4	2,3
Revenus avant déductions d'impôt	16,3	19,0	10,9	12,5	5,4	6,5
moins: Déductions pour amortissement	2,7	2,9	2,0	1,8	0,7	1,1
Frais d'exploration au Canada	2,1	2,4	1,2	1,4	0,9	1,0
Frais de mise en valeur au Canada	0,7	0,9	0,4	0,4	0,3	0,4
Déductions pour épuisement	1,0	1,0	0,7	0,6	0,3	0,4
Déductions pour ressources	3,1	3,7	2,0	2,5	1,1	1,3
Toutes autres déductions	2,5	2,1	1,2	0,9	1,3	1,2
REVENU IMPOSABLE	4,2	6,0	3,4	4,9	0,8	1,1
IMPÔT SUR LE REVENU À PAYER	1,5	1,8	1,4	1,4	0,1	0,4
RÉSERVES FISCALES RESTANTES	17,7	19,7	8,7	9,5	9,0	10,1
PERTES RESTANTES NON ASSOCIÉES AU CAPITAL	1,8	2,6	0,1	0,7	1,6	1,9

À la fin de 1983, les réserves fiscales[1] et les pertes restantes non associées au capital s'élevaient à 19,7 milliards de dollars et à 2,6 milliards de dollars respectivement. L'augmentation, en 1983, des réserves fiscales a été de 11 % par rapport à 1982, tandis que les pertes restantes non associées au capital ont progressé de 47 %, ce qui reflétait la faiblesse du secteur aval et les pertes de certaines sociétés sous contrôle canadien en raison des frais d'intérêts élevés découlant des mainmises des années précédentes.

---

(1) Les réserves fiscales des dépenses admissibles accumulées qui permettent de réduire les impôts exigibles dans les années à venir.

Les sociétés sous contrôle canadien, qui avaient enregistré une hausse de 13 % de leurs réserves fiscales, détiennent plus de 50 % des réserves fiscales et 75 % des pertes restantes non associées au capital, bien qu'elles ne représentent que 28 % des revenus bruts imposables. Elles peuvent donc s'attendre à davantage de revenus futurs par des déductions disponibles que leurs homologues sous contrôle étranger.

DÉPENSES FISCALES(1)

En 1983, l'industrie pétrolière a demandé, pour fins d'impôt, des déductions pour ressources de 3,7 milliards de dollars, ce qui a marqué une hausse de 21 % par rapport à 1982. Ces déductions représentent 25 % des bénéfices tirés des ressources et sont accordées au lieu de la déductibilité des redevances provinciales. Les déductions pour ressources en 1983 équivalaient à 75 % des redevances provinciales versées (tableau 13).

Tableau 13 . APERÇU DES DÉPENSES FISCALES

	TOTAL INDUSTRIE		SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER		SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	- - - - - - - en milliards de $ - - - - - - -					
DÉDUCTIONS POUR RESSOURCES	3,08	3,74	1,97	2,46	1,11	1,28
DÉDUCTIONS POUR ÉPUISEMENT	0,97	1,02	0,65	0,65	0,32	0,37
CRÉDITS D'IMPÔT À LA RECHERCHE SCIENTIFIÀUE	-	0,35	-	0,34	-	0,01
CRÉDITS D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT	0,12	0,23	0,10	0,17	0,02	0,06
Pour mémoire:						
Redevances provinciales	4,57	4,97	3,05	3,32	1,52	1,65
Déductions pour ressources en pourcentage des redevances provinciales	67	75	65	74	73	78

---

(1) Le régime fiscal prévoit, au sujet de certains coûts et déductions et crédits des classes de non-déductibilité dont certaines ne s'appliquent pas à d'autres secteurs de l'économie, reflétant ainsi le caractère exceptionnel des activités d'exploration et des activités de mise en valeur des ressources. Cumulativement, on les désigne sous le nom de dépenses fiscales. Les exemples les plus importants de ces dépenses fiscales sont les dégrèvements accélérés, les déductions pour ressources, les déductions pour épuisement et les crédits d'impôt à la recherche scientifique et à l'investissement. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses fiscales, consulter la publication de décembre 1980 du ministère des Finance intitulée: "Gouvernement du Canada: Compte des dépenses fiscales".

Les déductions pour épuisement demandées en 1983 se sont élevées à 1,02 milliard de dollars, soit une légère hausse par rapport aux 0,96 milliard de dollars demandés en 1982. Cette légère hausse reflète l'augmentation des bénéfices tirés des ressources plutôt que les activités d'exploration en cours étant donné que les déductions pour épuisement gagné sont progressivement supprimées pour les dépenses d'exploration et de mise en valeur du pétrole classique dans les terres provinciales. Le solde non réclamé de l'épuisement gagné accumulé à la fin de 1983 était inférieur de 14 % à celui de la fin de 1982 (annexe A-15)

Les crédits d'impôt à l'investissement sont passés de 116 millions de dollars à 232 millions de dollars pour 1983, et la réaction de l'industrie à l'introduction du crédit d'impôt à la recherche scientifique a entraîné une déduction de 354 millions de dollars par rapport aux impôts.

ANNEXES

		Page
A	**TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES**	
1	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	A-1
2	Prix du pétrole brut canadien: 1979 - 1984	A-2
3	Modifications apportées à la redevance d'indemnisation pétrolière et aux redevances semblables	A-3
4	Bénéfices nets par secteur d'activité et par type de société	A-4
5	Rapport des frais d'intérêt au revenu avant impôts	A-5
6	Ventilation des subventions du PESP par région et par type de dépenses	A-6
7	Puits achevés et mètres de forage au Canada	A-7
8	Dépenses de capital amont - Terres provinciales	A-8
9	Dépenses d'exploration au Canada, par région	A-9
10	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	A-10
11	Dépenses de capital et investissements dans les stocks exprimés en pourcentage des ressources d'autofinancement	A-11
12	Paiements de dividendes	A-12
13	Calcul du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires	A-13
14	Mouvements internationaux de trésorerie: 1983	A-14
15	Déductions de l'année en cours et réserves fiscales restantes	A-15
B	**ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN**	
1	État des revenus et dépenses	B-1
2	Rendement financier par grand secteur d'activité	B-7
3	Sources et affectations de fonds	B-9
4	Dépenses de capital en amont au Canada, par emplacement	B-10
5	Dépenses de capital par activité	B-10
6	Bilan	B-12
7	Volume et valeur de production	B-13
8	Coûts d'exploitation et redevances en amont	B-14
9	Détermination du revenu imposable d'après l'état de contrôle de toutes les activités au Canada	B-15
10	Détermination du revenu imposable de l'industrie en amont d'après l'état de contrôle	B-18
C	**GLOSSAIRE**	C-1
D	**MANDAT DE L'AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER**	D-1

RÉSUMÉ DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIERS ET DE GAZ NATUREL[a]

(premier semestre)

	1983	1984	Augmentation (Diminution)
	(en milliers de m^3/jour)		(%)
PRODUITS PÉTROLIERS[b]			
Production[c] - Pétrole brut	216	242	12
- Liquides de gaz naturel	42	47	12
- PRODUCTION TOTALE	258	289	12
Exportations nettes[d]			
- Pétrole brut	13	15	16
- Liquides de gaz naturel	22	21	(6)
- Produits raffinés	13	12	(10)
- TOTAL DES EXPORTATIONS NETTES	48	48	(1)
Consommation - Liquides de gaz naturel	18	23	26
- Produits raffinés	221	226	2
- TOTAL DE LA CONSOMMATION	239	249	4
GAZ NATUREL	(en millions de m^3/jour)		(%)
Production	183	196	7
Exportations nettes	57	59	4
Consommation	137	151	10
Exportations autorisées par l'ONE	142	144	1

NOTA: (a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses, c'est-à-dire les gouvernements provinciaux, Énergie, Mines et Ressources Canada et Statistique Canada. L'industrie n'a pas fourni de données sur sa propre consommation (p. ex., combustibles de raffinerie) ni sur les variations des stocks.

(b) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et le brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz.

(c) Comprend la production des raffineries.

(d) Exportations nettes de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de produits raffinés. En gros, les importations pétrolières (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) pour le premier semestre de 1983 et de 1984 ont atteint respectivement 36 000 et 53 000 m^3/jour (226 000 et 334 000 b/jour), ou 15 % et 21 % de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

Annexe A-2

PRIX DU PÉTROLE BRUT CANADIEN : 1979-1984

	Prix à la tête de puits		Redevance d'indemnisation pétrolière et autres redevances[a]		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
	($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)
1979								
31 déc.	13,75	86,53	0,85	5,35	14,60	91,88	15,65	98,49
1980								
1er janv.	14,75	92,83			15,60	98,18	16,65	104,78
1er avril			1,00	6,29	15,75	99,12	16,80	105,72
12 juil.			1,75	11,01	16,50	103,84	17,73	111,57
1er août	16,75	105,41			18,50	116,42	19,73	124,16
1er nov.			2,55	16,04	19,30	121,45	20,53	129,20
1981								
1er janv.			5,05	31,77	21,80	137,18	23,07	145,18
1er janv.	17,75	111,70			22,80	143,47	24,07	151,47
3 mars			5,80	36,52	23,55	148,22	25,01	157,39
1er mai			6,95	43,77	24,70	155,47	26,16	164,62
3 juin			8,05	50,66	25,80	162,36	27,26	171,51
3 juin			9,30	58,53	27,05	170,23	28,51	179,41
1er juil.	18,75	117,99			28,05	176,52	29,52	185,77
22 sept.					28,05	176,52	29,51	185,71
1er oct.	21,25	133,73			30,55	192,26	32,02	201,50
1er déc.			7,45	46,89	28,70	180,62	30,24	190,30
1982								
1er janv.	23,50	147,89			30,95	194,78	32,54	204,77
1er juil.	25,75	162,05			33,20	208,94	34,90	219,63
1983								
1er janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,79	225,25
30 juin	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,03	226,75
1er sept.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,40	229,06
1er déc.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,42	229,17
1984								
1er janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,98	226,43
30 juin	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,95	226,26

NOTA: (a) Voir l'annexe A-3 pour les détails concernant ces redevances.

(b) Les frais de collecte et de transport constituent la différence entre le prix pondéré du pétrole brut canadien non compris les frais de transport et le coût d'acquisition pour les raffineurs, à Montréal. Ces frais se sont chiffrés à 8,15 $/m^3 (1,30 $/b) en décembre 1983.

MODIFICATIONS APPORTÉES Q LA REDEVANCE D'INDEMNISATION PÉTROLIWRE ET AUX REDEVANCES SEMBLABLES

	Type de modification	Montant		Niveau de toutes les redevances	
		($/baril)	($/m^3)	($/baril)	($/m^3)
1980					
1er avril	augmentation de la RIP	0,15	0,94	1,00	6,29
2 juillet	augmentation de la RIP	0,75	4,72	1,75	11,01
1er novembre	augmentation de la RIP	0,80	5,03	2,5	16,04
1981					
1er janvier	augmentation de la RIP	2,50	15,73	5,05	31,77
3 mars	imposition de la RIS	0,75	4,75	5,80	36,52
1er mai	imposition de la RSPC	1,15	7,25	6,95	43,77
3 juin	augmentation de la RIS	1,10	6,89	8,05	50,66
3 juin	augmentation de la RIP	1,25	7,87	9,30	58,53
22 septembre	abolition de la RIS	(1,85)	(11,64)		
	augmentation de la RIP	1,85	11,64	9,30	58,53
30 novembre	diminution de la RIP	(1,85)	(11,64)	7,45	46,89
1982	aucune modification	-	-	7,45	46,89
1983					
1er janvier	diminution de la RIP	(2,54)	(16,00)	4,91	30,89
1984	aucune modification	-	-	4,91	30,89

NOTA: RIP Redevance d'indemnisation pétrolière

RIS Redevance d'indemnisation spéciale

RSPC Redevance spéciale de participation canadienne

Annexe A-4

BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ ET PAR TYPE DE SOCIÉTÉ

(premier semestre)

	1983	1984	Augmentation (Diminution)	
	---- en millions de dollars----			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	438	434	(4)	(1)
Aval	(31)	(4)	27	-
Autres activités au Canada	-	61	61	-
Activités étrangères	(119)	(29)	90	-
Total, sociétés sous contrôle canadien	288	462	174	60
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	1,035	1,195	160	16
Aval	(109)	105	214	-
Autres activités au Canada	(22)	(90)	(68)	-
Activités étrangères	6	9	3	57
Total, sociétés sous contrôle étranger	910	1,219	309	34
TOTAL POUR L'INDUSTRIE				
En Amont	1,473	1,629	156	11
En Aval	(140)	101	241	-
Autres activités au Canada	(22)	(29)	(7)	-
Activités étrangères	(113)	(20)	93	-
TOTAL POUR L'INDUSTRIE	1,198	1,681	483	40

RAPPORT DES FRAIS D'INTÉRÊTS AU REVENU AVANT IMPÔTS[a]

(premier semestre)

	(1) Revenu avant Impôts	(2) Frais d'intérêts subis	(3) Rapport de la colonne (2) à la colonne (1)
	--- en millions de $ ---		(%)
Sociétés intégrées	2,084	249	12
Grandes sociétés			
Sous contrôle canadien	1,614	734	45
Sous contrôle étranger	882	14	2
Petites sociétés			
Sous contrôle canadien	582	350	60
Sous contrôle étranger	204	119	59
TOTAL - INDUSTRIE	5,365	1,466[b]	27
Sous contrôle canadien	2,195	1,084	49
Sous contrôle étranger	3,170	382	12

NOTA: (a) Les données de la colonne 1 représentent le total du revenu avant impôts tiré de l'ensemble des activités et les intérêts imputés aux dépenses, alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêts subis (ceux-ci étant les frais d'intérêts imputés aux dépenses et les frais d'intérêts capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 2 à la colonne 1.

(b) En plus de 1,3 milliard de dollars de frais d'intérêts imputés pendant le premier semestre de 1984, il y a eu capitalisation de 173 millions de dollars (presque entièrement attribuables aux sociétés sous contrôle canadien).

VENTILATION DES SUBVENTIONS DU PESP PAR RÉGIONS ET PAR TYPE DE DÉPENSES

(premier semestre)

	Exploration	Mise en valeur et production	TOTAL	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
	en millions de $				
Colombie-Britannique					
1983	11	2	13	13	-
1984	13	2	15	15	-
Alberta					
1983	85	32	117	117	-
1984	86	49	136	136	-
Saskatchewan					
1983	4	3	7	7	-
1984	8	9	17	17	-
Autres provinces					
1983	3	2	5	5	-
1984	2	1	2	3	-
Mer de Beaufort					
1983	122	-	122	116	6
1984	141	-	141	134	8
Est du Labrador					
1983	125	-	125	118	7
1984	173	-	173	156	17
Secteur sud du plateau de l'Atlantique					
1983	149	-	149	126	24
1984	176	-	176	162	14
Autres Terres du Canada					
1983	38	-	38	34	4
1984	51	-	51	44	8
TOTAL					
1983	536	38	574	533	41
1984	651	61	711	665	47

NOTA: Les subventions du PESP sont des subventions versées aux entreprises admissibles pour la réalisation de travaux d'exploration, de mise en valeur et de production au Canada. Le gouvernement de l'Alberta administre et verse les subventions relatives aux activités exécutées dans la province, et le gouvernement du Canada exécute le Programme dans le reste du Canada.

PUITS ACHEVÉS ET MÈTRES DE FORAGE AU CANADA

(premier semestre)

	PUITS D'EXPLORATION			PUITS DE DÉVELOPPEMENT		
	1983	1984	Augmentation (Diminution) (%)	1983	1984	Augmentation (Diminution) (%)
PUITS ACHEVÉS (nombre de puits)						
Colombie-Britannique	22	103	368	16	29	81
Alberta	870	993	14	1,425	1,586	11
Saskatchewan	220	273	24	405	814	101
Autres provinces	40	41	2	81	113	48
Le Nord du Canada[a]	11	15	36	9	20	186
Au large[b]	6	7	17	-	-	-
TOTAL	1,169	1,432	22	1,936	2,562	32
MÈTRES DE FORAGE (milliers)						
Colombie-Britannique	44	96	118	25	40	60
Alberta	1,392	1,519	9	1,693	1,796	6
Saskatchewan	190	304	60	352	741	111
Autres provinces	33	25	(24)	62	91	47
Nord du Canada[a]	23	39	70	6	13	117
Au large[b]	33	33	-	-	-	-
TOTAL	1,715	2,016	18	2,138	2,681	25

NOTA: (a) Tout le territoire canadien situé au nord du 60 e parallèlle, y compris la baie d'Hudson.

(b) Les régions situées au large des côtes est et ouest.

SOURCE: Oil Week, 23 juillet 1984

Annexe A-8

DÉPENSES DE CAPITAL AMONT - TERRES PROVINCIALES[a]

(premier semestre)

	Exploration[b]		Développement[b]		Production[c]	
	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	en millions de $					
Colombie-Britannique	84	148	6	30	6	7
Alberta	870	1,032	305	402	407	385
Saskatchewan	63	89	32	55	37	46
Autres provinces	17	16	9	5	7	5
TOTAL - PROVINCES	1,033	1,284	352	492	457	443

NOTA: (a) Les dépenses relatives au pétrole lourd non classique et aux sables pétrolifères ne sont pas incluses.

(b) Comprend les subventions du PESP et les frais généraux capitalisés.

(c) Comprend les frais généraux capitalisés.

DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA, PAR RÉGION[a]

(premier semestre)

	1983	1984	Augmentation (Diminution)
	- en millions de $ -		(%)
PROVINCES[b]	1,033	1,284	24
TERRES DU CANADA			
Mer de Beaufort	232	219	(6)
Est du Labrador	231	316	37
Bassin de Sverdrup	51	43	(14)
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	266	278	5
TOTAL - TERRES DU CANADA	795	898	13
TOTAL - CANADA	1,828	2,183	19

NOTA: (a) Comprend les subventions du PESP et les frais généraux capitalisés.

(b) L'annexe A-8 donne la ventilation des dépenses d'exploration par province.

Annexe A-10

DÉPENSES DE CAPITAL EXPRIMÉES EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

(premier semestre)

	Amont[a]		Liées au pétrole[b]	
	1983	1984	1983	1984
	(%)		(%)	
Sociétés intégrées	51	53	91	62
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	76	71	82	71
Sous contrôle étranger	49	58	49	57
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	77	87	98	90
Sous contrôle étranger	90	95	89	93
TOTAL - INDUSTRIE	63	65	82	68
Sous contrôle canadien	77	76	86	76
Sous contrôle étranger	54	58	80	63

NOTA: (a) Dépenses de capital amont (non compris les subventions du PESP et autres subventions) au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.

(b) Dépenses de capital (amont et aval) liées au pétrole et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

DÉPENSES DE CAPITAL ET INVESTISSEMENTS DANS LES STOCKS EXPRIMÉS EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

(premier semestre)

	INVESTISSEMENTS NETS DANS LES STOCKS	
	Non compris	Compris
	(%)	(%)
Sociétés intégrées	66	61
Grandes sociétés		
Sous contrôle canadien	76	80
Sous contrôle étranger	66	61
Petites sociétés		
Sous contrôle canadien	107	109
Sous contrôle étranger	95	90
TOTAL - INDUSTRIE	76	74
Sous contrôle canadien	87	90
Sous contrôle étranger	68	63

NOTA: L'ASSP obtient la valeur totale des stocks pour la société. Les chiffres de la première colonne permettent de comparer les dépenses totales de capital (non compris le PESP), sans les investissements dans les stocks, aux ressources d'autofinancement tirées de l'ensemble des activités. La seconde colonne fait ressortir l'effet que l'on obtient sur le ratio des investissements en incluant dans les dépenses de capital les investissements nets dans les stocks.

Annexe A-12

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

(premier semestre)

	1983	1984	Pourcentage des bénéfices nets[a] 1983	1984
	- en millions de $ -		(%)	
Sociétés intégrées	315	312	59	38
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	146	170	93	47
Sous contrôle étranger	10	10	3	3
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	47	42	36	40
Sous contrôle étranger	10	44	17	98
TOTAL - INDUSTRIE	529	578	44	34
Sous contrôle canadien	193	212	67	46
Sous contrôle étranger	335	366	37	30

NOTA: (a) Obtenu en divisant les dividendes payés par chaque groupe de sociétés par les bénéfices nets pour l'ensemble des activités (annexe B, tableau 1). Les pourcentages ne sont pas indiqués pour les groupes qui ont déclaré des pertes d'exploitation (les astérisques remplacent alors le chiffre).

CALCUL DU TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR DES ACTIONNAIRES

(premier semestre)

AVOIR DES ACTIONNAIRES[(a)]	1980	1981	1982	1983	premier semestre 1984
			(%)		
Secteur manufacturier	14,0	11,5	4,4	9,6	12,4
Secteur minier	18,7	8,4	(1,1)	1,6	4,0
Autres industries non financières	13,2	12,1	8,9	11,2	10,8
TOTAL - INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (sauf le secteur pétrolier)	14,4	11,3	5,3	9,2	10,8
SECTEUR PÉTROLIER	20,0	10,8	7,5	9,1	9,4

SOURCE: Statistique Canada 61-003, Sociétés industrielles. Trimestriel.

NOTA: (a) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme étant le profit net après impôts divisé par la valeur comptable moyenne de l'avoir. Il sert à mesurer le taux de rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés différentes qui peut varier selon le type et la taille.

MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE EN 1983

	COMPTE COURANT						COMPTE DE CAPITAL			
	Interêt	Dividendes Direct[a]	Dividendes Autres	Paiements de Services Direct[a]	Paiements de Services Autres	TOTAL	Direct	Autres	TOTAL	TOTAL GLOBAL
	en millions de $									
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AU INVESTISSEMENTS Â LONG TERME AU CANADA										
Sous contrôle canadien	(424)	-	(3)	-	(12)	(439)	-	(58)	(58)	(497)
Sous contrôle étranger	(351)	(512)	(26)	(72)	(23)	(984)	(303)	27	(276)	(1,260)
ENTRÉES (sorties)	(775)	(512)	(29)	(72)	(35)	(1,423)	(303)	(31)	(334)	(1,757)
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AUX INVESTISSEMENTS Â LONG TERME Â L'ÉTRANGER										
Sous contrôle canadien	3	154	-	-	-	157	83	6	89	246
Sous contrôle étranger	42	2	-	14	-	58	(128)	(2)	(130)	(72)
ENTRÉES (sorties)	45	156	-	14	-	215	(45)	4	(41)	174
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AUX INVESTISSEMENTS À COURT TERME										
Sous contrôle canadien						-	(300)	12	(288)	(288)
Sous contrôle étranger						-	-	(52)	(52)	(52)
ENTRÉES (sorties)						-	(300)	(40)	(340)	(340)
TOTAL										
Sous contrôle canadien						(282)	(217)	(40)	(257)	(539)
Sous contrôle étranger						(926)	(431)	(27)	(458)	(1,384)
ENTRÉES (sorties)						(1,208)	(648)	(67)	(715)	(1,923)

NOTA: (a) Les transactions directes sont celles qui sont effectuées entre des sociétés (lien de dépendance).

DÉDUCTIONS DE L'ANNÉE EN COURS ET RÉSERVES FISCALE RESTANTES[1]

	SOUS CONTRÔLE CANADIEN			SOUS CONTRÔLE CANADIEN		
	Déductions	Solde	Taux d'utilisation[3]	Déductions	Solde	Taux d'utilisation[3]
	- - -en millions de $ - -		(%)	- - -en millions de $ - -		(%)
1981[2]						
DPA	715	3177	18	1389	3639	28
FEC	1128	1095	51	1859	541	77
FAC	421	1270	25	444	1119	28
DEG	259	1674	13	513	1365	27
FBCPG	70	724	9	76	802	9
FEAE	104	236	31	20	92	17
TOTAL	2880	8410	26	4419	7837	36
1982						
DPA	742	3616	17	1970	4402	31
FEC	932	1188	44	1203	638	65
FAC	348	1114	24	383	1208	24
DEG	303	1495	17	645	1273	34
FBCPG	99	803	11	80	779	9
FEAE	51	288	15	8	40	17
TOTAL	2562	8988	22	4295	8741	33
1983						
DPA	1066	4353	20	1792	5012	26
FEC	1001	1313	43	1357	747	65
FAC	420	997	30	437	1202	27
DEG	323	1454	18	627	979	39
FBCPG	136	1138	11	126	984	11
FEAE	46	390	11	20	92	18
TOTAL	3116	9887	24	4385	9508	32

(1) Signification des abréviations: DPA = Déductions pour amortissement, FEC = Frais d'exploration au Canada, FAC = Frais d'aménagement au Canada, DEG = Déduction pour épuisement gagné, FBCPG = Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz, FEAE = Frais d'exploration et d'aménagement étrangers. Les totaux comprennent les autres catégories fiscales et ne sont pas précisés séparément.

(2) Étant donné que c'est la première fois que des renseignements globaux sur la situation de l'industrie en matière d'impôt sur le revenue sont fournis dans le présent examen, les données fiscales obtenues par l'ASSP pour 1981 sont incluses ici et dans les annexes B-9 et B-10.

(3) Le taux d'utilisation est le ratio des déductions par rapport aux soldes avant déductions.

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(1ER SEMESTRE)

	---ACTIVITES AMONT--			---ACTIVITES AVAL---			--AUTRES ACTIVITES--			ACTIVITES ETRANGERES			-TOTAL DES ACTIVITES		
	1983	1984	VARIA.	1983	1984	CHANGE	1983	1984	VARIA.	1983	1984	CHANGE	1983	1984	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE															
RECETTES TOTALES	11681	13022	11.5	15066	16310	8.3	968	1002	3.5	741	905	22.2	28456	31239	9.8
TRPG, TGNLG ET TRPS	973	1141	17.3	0	0	-	0	0	-	0	0	-	973	1141	17.3
REDEVANCES ET TAXES	3006	3199	6.4	901	989	9.7	0	1	203.9	81	27	-67.1	3989	4216	5.7
REC. NETTES APRES REDEV.	7703	8682	12.7	14165	15320	8.2	968	1001	3.4	660	879	33.2	23495	25882	10.2
RIP ET RSC	0	0	-	1148	1117	-2.8	0	0	-	0	0	-	1148	1117	-2.8
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	11573	12275	6.1	141	165	17.1	11	156	-	11724	12596	7.4
FRAIS D'INTERETS	688	756	9.9	92	132	43.4	329	318	-3.4	72	87	20.9	1180	1293	9.5
FRAIS D'EXPLOITATION	1851	1978	6.9	1299	1254	-3.4	428	381	-11.0	306	269	-12.1	3884	3882	-0.0
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	24	30	22.1	16	14	-15.5	2	3	103.1	1	1	128.0	43	48	12.1
AUTRES FRAIS	348	294	-15.4	125	110	-11.8	102	73	-27.8	35	12	-66.9	610	489	-19.7
FR. DE R&D DES SABLES	19	18	-4.7	0	0	-	0	0	-	0	0	-	19	18	-4.7
DEPENSES E&M	386	368	-4.6	0	0	100.0	16	22	38.0	8	9	13.5	409	399	-2.6
DEPRECIATION	327	363	10.9	248	288	16.1	74	103	40.0	52	69	31.5	702	823	17.3
EPUISEMENT	506	655	29.5	0	0	-	1	3	90.4	118	151	28.2	625	809	29.4
AMORTISSEMENT	189	291	53.9	3	3	-4.4	-24	-11	-55.4	100	35	-65.0	268	318	18.7
FRAIS NON-MON. ET E&M	1427	1694	18.8	251	291	15.9	68	118	73.8	277	263	-5.1	2023	2367	17.0
REVENU AVANT IMPOTS	3346	3912	16.9	-340	127	-137.4	-101	-57	-43.2	-42	91	-317.0	2863	4072	42.2
IMPOT FEDERAL	1077	1348	25.2	-230	-28	-88.0	-37	-47	29.1	78	60	-23.6	888	1333	50.1
IMPOT PROVINCIAL	153	271	77.7	-68	-7	-89.4	-6	-15	149.0	17	-0	-100.2	96	250	160.6
IMPOTS COURRANTS	1229	1620	31.8	-298	-35	-88.3	-43	-62	45.7	95	60	-37.3	984	1583	60.8
REV. APRES IMPOTS COURR.	2116	2292	8.3	-42	162	-	-58	5	-107.9	-137	31	-122.9	1879	2490	32.5
IMPOTS REPORTES	662	681	2.9	98	61	-38.4	-36	34	-193.7	-24	51	-314.2	701	827	18.0
REVENU NET APRES IMPOT	1474	1629	10.6	-140	101	-172.1	-23	-29	28.3	-113	-20	-82.3	1197	1681	40.4
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	3562	4005	12.4	209	453	116.5	9	122	-	140	294	110.0	3921	4875	24.3

Annexe B-1

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(1ER SEMESTRE)

	---ACTIVITES AMONT-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	---ACTIVITES AVAL--- 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	--AUTRES ACTIVITES-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
SOCIETES INTEGREES (TOUTES SOUS CONTROLE ETRANGER)															
RECETTES TOTALES	4433	4905	10.7	12383	12975	4.8	152	281	84.6	10	10	3.5	16977	18171	7.0
TRPG, TGNLG ET TRPS	416	444	6.9	0	0	-	0	0	-	0	0	-	416	444	6.9
REDEVANCES ET TAXES	1254	1336	6.6	720	793	10.2	0	1	178.1	0	0	-	1975	2131	7.9
REC. NETTES APRES REDEV.	2763	3125	13.1	11663	12181	4.4	152	280	84.4	10	10	3.5	14587	15596	6.9
RIP ET RSC	0	0	-	939	898	-4.4	0	0	-	0	0	-	939	898	-4.4
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	9609	9825	2.2	0	35	-	0	1	-	9609	9860	2.6
FRAIS D'INTERETS	26	23	-14.9	51	71	37.4	136	140	2.9	2	2	8.1	215	235	9.0
FRAIS D'EXPLOITATION	636	737	15.9	1145	1064	-7.1	46	112	143.2	1	4	347.8	1827	1916	4.9
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	16	18	14.4	15	13	-13.6	1	1	94.1	0	0	-	32	33	2.5
AUTRES FRAIS	60	9	-85.0	10	6	-34.5	44	5	-89.1	0	0	-	114	20	-82.3
FR. DE R&D DES SABLES	16	17	2.7	0	0	-	0	0	-	0	0	-	16	17	2.7
DEPENSES E&M	239	211	-11.8	0	0	-	13	19	52.0	0	0	4.5	252	230	-8.6
DEPRECIATION	92	100	9.5	159	183	15.4	14	24	69.4	0	0	-8.4	265	309	16.2
EPUISEMENT	40	50	24.8	0	0	-	0	0	-57.5	0	0	-	41	50	24.2
AMORTISSEMENT	97	129	32.3	1	-2	-	-12	36	-	0	0	-94.4	86	162	88.1
FRAIS NON-MON. ET E&M	485	507	4.6	160	182	13.8	16	79	-	1	0	-45.4	660	768	16.3
REVENU AVANT IMPOTS	1524	1815	19.1	-265	123	-146.3	-90	-92	2.0	6	4	-43.3	1174	1849	57.5
IMPOT FEDERAL	595	705	18.5	-230	-39	-82.9	-27	-33	20.0	2	2	-2.7	340	635	87.0
IMPOT PROVINCIAL	143	183	28.5	-67	-9	-86.2	-5	-10	98.1	0	0	-	78	164	133.0
IMPOTS COURRANTS	738	889	20.4	-298	-49	-83.6	-32	-43	32.1	2	2	-2.9	410	799	94.9
REV. APRES IMPOTS COURR.	786	926	17.9	32	172	-	-58	-50	-14.7	4	2	-62.3	764	1050	37.4
IMPOTS REPORTES	125	135	8.0	143	73	-49.3	-25	38	-250.9	0	0	-	243	246	1.0
REVENU NET APRES IMPOT	677	808	19.3	-111	99	-189.0	-33	-88	165.5	4	2	-62.3	537	821	52.8
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	1287	1450	12.7	192	353	84.1	-43	30	-169.5	5	2	-59.6	1441	1835	27.3

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(1ER SEMESTRE)

	---ACTIVITES AMONT-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	---ACTIVITES AVAL--- 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	--AUTRES ACTIVITES-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	2064	2247	8.9	67	11	-83.0	51	40	-20.6	55	135	143.6	2238	2434	8.8
TRPG, TGNLG ET TRPS	177	205	15.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	177	205	15.5
REDEVANCES ET TAXES	558	591	5.9	5	5	0.3	0	0	-	9	13	43.3	572	609	6.4
REC. NETTES APRES REDEV.	1329	1452	9.2	62	7	-89.0	51	40	-20.6	46	122	163.4	1488	1621	8.9
RIP ET RSC	0	0	-	16	0	-99.6	0	0	-	0	0	-	16	0	-99.6
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	44	0	-	1	1	-38.2	0	0	-	45	1	-98.7
FRAIS D'INTERETS	12	2	-82.5	0	0	-	4	6	74.9	0	6	-	16	14	-12.1
FRAIS D'EXPLOITATION	308	322	4.5	2	1	-41.7	32	34	5.3	14	37	174.0	356	394	10.7
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	6	7	13.9	0	0	-	0	0	-	0	0	-	6	7	13.9
AUTRES FRAIS	51	-3	-105.8	0	0	-	1	3	354.8	1	-1	-188.4	53	-0	-100.1
FR. DE R&D DES SABLES	1	1	-6.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1	1	-6.5
DEPENSES E&M	99	114	14.1	0	0	-	2	1	-35.0	1	1	3.8	102	116	13.1
DEPRECIATION	59	58	-2.0	1	0	-61.1	1	2	25.7	2	2	-14.1	64	62	-2.6
EPUISEMENT	32	36	12.9	0	0	-	0	0	-	8	38	352.9	40	74	84.5
AMORTISSEMENT	36	80	124.4	0	0	-	1	1	-4.3	4	3	-23.2	40	84	108.6
FRAIS NON-MON. ET E&M	227	289	27.0	1	0	-61.1	4	4	-9.1	15	44	187.0	248	337	36.1
REVENU AVANT IMPOTS	724	835	15.3	-1	5	-	9	-8	-183.4	16	36	118.6	749	868	15.9
IMPOT FEDERAL	268	357	33.5	-1	1	-177.4	-7	-5	-32.6	7	16	146.4	266	370	39.2
IMPOT PROVINCIAL	60	96	59.9	-0	1	-364.7	-2	-2	10.3	0	0	-	58	95	63.6
IMPOTS COURRANTS	328	454	38.4	-2	2	-207.4	-9	-7	-23.2	7	16	146.4	324	465	43.6
REV. APRES IMPOTS COURR.	396	381	-3.8	1	4	195.2	18	-1	-105.8	10	19	99.4	425	403	-5.2
IMPOTS REPORTES	102	43	-58.5	1	0	-64.6	7	5	-27.3	0	3	-	110	51	-54.1
REVENU NET APRES IMPOT	295	339	15.2	0	3	-	11	-6	-155.6	10	16	71.4	316	353	11.9
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	624	671	7.4	2	4	92.4	22	3	-87.1	25	63	153.4	673	741	10.0

Annexe B-3

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(1ER SEMESTRE)

	---ACTIVITES AMONT--			---ACTIVITES AVAL---			--AUTRES ACTIVITES--			ACTIVITES ETRANGERES			-TOTAL DES ACTIVITES		
	1983	1984	VARIA.	1983	1984	CHANGE	1983	1984	VARIA.	1983	1984	CHANGE	1983	1984	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	3427	3753	9.5	2599	3274	26.0	442	419	-5.1	237	311	31.2	6704	7758	15.7
TRPG, TGNLG ET TRPS	245	315	28.8	0	0	-	0	0	-	0	0	-	245	315	28.8
REDEVANCES ET TAXES	745	741	-0.5	177	191	8.3	0	0	-	8	8	1.5	930	941	1.2
REC. NETTES APRES REDEV.	2437	2697	10.7	2422	3083	27.3	442	419	-5.1	229	303	32.4	5529	6501	17.6
RIP ET RSC	0	0	-	193	219	13.3	0	0	-	0	0	-	193	219	13.3
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	1919	2428	26.5	63	31	-50.9	-3	139	-	1979	2597	31.2
FRAIS D'INTERETS	348	447	28.4	41	42	3.7	159	136	-14.4	27	22	-20.0	575	647	12.5
FRAIS D'EXPLOITATION	667	619	-7.3	146	178	22.4	170	127	-25.2	152	71	-53.5	1135	995	-12.3
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	1	3	129.2	0	0	-	1	2	186.1	0	1	-	2	5	180.3
AUTRES FRAIS	166	201	20.5	115	104	-9.8	53	66	25.3	25	8	-69.6	359	378	5.2
FR. DE R&D DES SABLES	1	1	12.9	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1	1	12.9
DEPENSES E&M	8	6	-22.1	0	0	-	0	0	-	0	0	-	8	6	-22.4
DEPRECIATION	127	146	15.3	87	95	8.8	43	56	30.8	14	13	-8.6	270	309	14.4
EPUISEMENT	245	346	41.1	0	0	-	1	2	205.2	56	37	-34.4	302	385	27.5
AMORTISSEMENT	29	37	29.2	3	5	83.1	-12	-49	303.5	89	-1	-101.0	108	-8	-107.8
FRAIS NON-MON. ET E&M	409	536	31.0	90	99	11.0	31	9	-72.4	159	49	-69.3	688	692	0.6
REVENU AVANT IMPOTS	844	891	5.6	-81	13	-115.6	-36	48	-233.8	-131	15	-111.3	596	967	62.2
IMPOT FEDERAL	178	242	36.0	2	17	-	-6	-10	49.7	10	5	-51.5	184	255	38.4
IMPOT PROVINCIAL	13	23	73.2	-0	1	-349.6	-1	-3	259.9	-0	-0	31.1	12	21	76.0
IMPOTS COURRANTS	191	265	38.6	2	18	-	-7	-12	71.6	10	5	-52.2	196	276	40.7
REV. APRES IMPOTS COURR.	653	627	-4.1	-83	-5	-93.5	-29	60	-310.8	-142	10	-107.0	400	691	72.8
IMPOTS REPORTES	317	336	6.3	-47	-5	-89.3	-26	-9	-64.0	0	11	-	243	333	36.8
REVENU NET APRES IMPOT	337	291	-13.7	-36	-0	-99.1	-2	70	-	-142	-1	-99.1	157	359	128.2
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	1063	1163	9.5	7	94	-	3	69	-	17	59	235.5	1089	1384	27.1

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(1ER SEMESTRE)

	---ACTIVITES AMONT-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	---ACTIVITES AVAL--- 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	--AUTRES ACTIVITES-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	551	701	27.2	3	11	236.0	11	14	21.9	17	12	-30.8	582	737	26.6
TRPG, TGNLG ET TRPS	42	61	44.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	42	61	44.5
REDEVANCES ET TAXES	124	170	37.0	0	0	-87.2	0	0	-	1	0	-88.5	125	171	36.3
REC. NETTES APRES REDEV.	384	469	22.1	3	11	240.8	11	14	21.9	16	12	-28.5	415	505	21.8
RIP ET RSC	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	0	5	-	5	2	-62.4	0	0	-	5	7	31.2
FRAIS D'INTERETS	78	85	9.4	0	0	200.0	2	2	19.5	9	9	4.7	88	96	9.1
FRAIS D'EXPLOITATION	81	108	33.2	1	2	26.5	4	5	40.0	8	4	-41.8	93	119	27.3
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	1	2	76.8	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1	2	78.3
AUTRES FRAIS	22	46	113.7	0	0	-	1	0	-77.5	1	0	-46.5	23	47	101.8
FR. DE R&D DES SABLES	1	0	-94.1	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1	0	-94.1
DEPENSES E&M	16	19	21.7	0	0	100.0	0	0	-	0	0	-	16	19	21.7
DEPRECIATION	11	15	35.7	0	0	-16.0	0	1	22.5	7	5	-18.4	19	22	15.0
EPUISEMENT	50	58	16.9	0	0	-	0	0	-	1	1	16.9	51	59	16.9
AMORTISSEMENT	20	27	37.6	0	0	-	-0	0	-103.9	0	0	-	19	27	38.8
FRAIS NON-MON. ET E&M	98	120	22.3	0	0	-15.8	0	1	46.5	8	7	-12.4	106	127	19.8
REVENU AVANT IMPOTS	103	108	4.8	1	4	209.2	-0	4	-	-8	-9	8.7	96	107	11.6
IMPOT FEDERAL	20	20	-3.8	-0	1	-	0	0	-	0	0	-	20	20	0.4
IMPOT PROVINCIAL	-4	-4	3.4	-0	0	-132.7	0	0	175.0	0	0	-	-4	-3	-8.3
IMPOTS COURRANTS	17	16	-5.3	-0	1	-243.6	0	0	-	0	0	-	17	17	2.4
REV. APRES IMPOTS COURR.	86	92	6.7	2	3	84.4	-0	4	-	-8	-9	10.2	80	90	13.5
IMPOTS REPORTES	25	44	79.1	0	0	-	-1	1	-252.3	0	0	-44.4	24	45	89.8
REVENU NET APRES IMPOT	63	48	-23.8	2	3	75.8	0	3	-	-8	-9	9.9	57	45	-21.1
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	186	212	14.2	2	3	62.6	0	5	-	-0	-2	-	187	218	16.2

Annexe B-5

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(1ER SEMESTRE)

	---ACTIVITES AMONT--			---ACTIVITES AVAL---			--AUTRES ACTIVITES--			ACTIVITES ETRANGERES			-TOTAL DES ACTIVITES		
	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	1207	1415	17.3	15	39	161.1	312	248	-20.6	422	438	3.8	1955	2140	9.4
TRPG, TGNLG ET TRPS	93	116	24.7	0	0	-	0	0	-	0	0	-	93	116	24.7
REDEVANCES ET TAXES	324	360	11.1	0	0	-	0	0	-	63	5	-91.4	387	365	-5.6
REC. NETTES APRES REDEV.	790	940	19.0	15	39	161.1	312	248	-20.6	359	432	20.5	1475	1659	12.4
RIP ET RSC	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	1	18	-	72	97	35.3	14	17	19.1	87	131	51.7
FRAIS D'INTERETS	224	200	-10.8	0	19	-	28	33	17.4	33	48	44.6	286	301	5.2
FRAIS D'EXPLOITATION	159	193	21.2	5	9	69.6	176	103	-41.6	133	154	15.9	473	458	-3.1
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	0	0	-59.3	1	0	-56.7	0	0	-24.1	1	1	8.7	2	1	-33.3
AUTRES FRAIS	48	41	-13.6	0	0	-23.8	3	-1	-137.4	9	4	-52.8	60	44	-26.1
FR. DE R&D DES SABLES	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
DEPENSES E&M	24	18	-22.8	0	0	-	1	2	19.0	7	7	15.1	32	27	-13.0
DEPRECIATION	38	43	12.0	1	10	-	15	21	39.6	29	48	66.9	83	121	46.2
EPUISEMENT	139	165	18.6	0	0	-	0	0	-32.1	52	75	43.8	192	240	25.2
AMORTISSEMENT	8	18	135.3	0	0	-	-0	2	-	7	33	378.1	14	53	278.7
FRAIS NON-MON. ET E&M	208	244	16.9	1	10	-	17	26	54.6	94	163	72.8	320	442	38.0
REVENU AVANT IMPOTS	150	262	74.5	6	-18	-375.6	16	-10	-158.7	75	46	-38.8	248	281	13.4
IMPOT FEDERAL	15	24	55.6	0	-7	-	4	-1	-117.5	59	36	-38.8	78	52	-33.2
IMPOT PROVINCIAL	-60	-27	-54.5	0	0	66.7	2	0	-	17	0	-99.6	-41	-27	-34.0
IMPOTS COURRANTS	-44	-3	-92.4	1	-7	-	5	-1	-111.8	76	36	-52.4	38	25	-32.2
REV. APRES IMPOTS COURR.	195	266	36.4	6	-11	-287.7	11	-9	-182.0	-1	10	-	210	255	21.5
IMPOTS REPORTES	93	123	31.5	1	-7	-	9	-1	-111.8	-24	38	-255.8	80	152	90.3
REVENU NET APRES IMPOT	101	143	40.8	5	-3	-174.9	2	-8	-	23	-28	-223.1	130	103	-20.6
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	403	509	26.3	7	-1	-119.4	27	17	-39.2	93	173	85.5	530	697	31.4

TABLEAU 2. RENDEMENT FINANCIER PAR GRAND GROUPE DE SOCIÉTÉS

(premier semestre)

ACTIVITÉS AMONT

	Ensemble de l'industrie			Sociétés intrégrées			Grandes sociétés étrangères			Grandes sociétés canadiennes			Petites sociétés étrangères			Petites sociétés canadiennes		
	1983	1984	Var.	1983	1984	Var.	1983	1984	Var.	1983	1984	Var.	1983	1984	Var.	1983	1984	Var.
	- $10^3 m^3$ -		(%)	- $10^3 m^3$ -		(%)	- $10^3 m^3$ -		(%)	- $10^3 m^3$ -		(%)	- $10^3 m^3$ -		(%)	- $10^3 m^3$ -		(%)
PRODUCTION EN m^3 D'ÉQUIVALENT PÉTROLE	70062	74652	7	25342	27182	7	12214	12744	4	20612	21094	2	3536	4247	20	8357	9385	12
POSTES FINANCIERS CLÉS	- millions $ -			- millions $ -			- millions $ -			- millions $ -			- millions $ -			- millions $ -		
RECETTES BRUTES	11681	13022	12	4433	4905	11	2064	2247	9	3427	3753	10	551	701	27	1206	1415	17
REVENU MONÉTAIRE	3562	4005	12	1287	1450	13	624	671	7	1063	1163	10	186	212	14	403	509	26
REVENU NET	1473	1629	11	677	808	19	295	339	15	337	291	(14)	63	48	(24)	101	143	41
REVENU NET PLUS INTÉRÊTS	2161	2385	10	703	830	18	306	341	11	685	738	8	141	133	(6)	326	343	5
CAPITAL UTILISÉ	43185	47862	11	8555	10682	25	4592	5672	24	18996	19632	3	2909	3322	14	8134	8553	5
RECETTES ET COÛTS UNITAIRES	- $/$m^3$ -			- $/$m^3$ -			- $/$m^3$ -			- $/$m^3$ -			- $/$m^3$ -			- $/$m^3$ -		
RECETTES BRUTES	167	174	4	175	180	3	169	176	4	166	178	7	156	165	6	145	151	4
TRPG ET TGNLNG ET TRPS	14	15	7	16	16	-	15	16	7	12	15	25	12	14	17	11	12	9
REDEVANCES	43	43	-	50	49	(2)	46	46	-	36	35	(3)	35	40	9	39	39	-
RECETTES APRÈS REDEVANCES ET TAXES	110	116	5	109	115	6	108	114	6	118	128	8	109	111	2	95	100	5
FRAIS D'INTÉRÊT	10	10	-	1	1	-	1	-	—	17	21	24	22	20	(9)	27	21	(22)
FRAIS D'EXPLOITATION SAUF RECHERCHE	26	26	-	25	27	8	25	25	-	32	29	(9)	23	25	9	19	21	11
FRAIS DE RECHERCHE ET AUTRES	5	4	(20)	3	1	(67)	5	1	(80)	8	10	25	6	11	83	6	4	(33)
REVENU MONÉTAIRE AVANT IMPÔTS	69	76	10	80	86	7	77	88	14	61	68	11	58	55	(5)	43	54	26
E.M. ET FRAIS DE R-D IMPUTÉS AUX SABLES PÉTROLIFÈRES	6	5	17	10	8	20	8	12	50	1	1	-	5	5	-	3	2	(33)
DÉPRÉCIATION	5	5	-	4	4	-	5	5	-	6	7	17	3	4	33	4	5	25
ÉPUISEMENT	7	9	29	2	2	-	2	2	-	12	16	33	14	14	-	17	17	-
SOMMES RADIÉES	3	4	33	4	5	25	3	6	100	1	2	50	6	6	-	1	2	50
REVENU NET AVANT IMPÔTS	48	53	10	60	67	12	59	65	10	41	42	2	30	26	(13)	18	28	56
IMPÔT FÉDÉRAL SUR LE REVENU	15	18	20	23	26	13	22	28	27	9	11	22	6	5	(17)	2	3	50
IMPÔT PROVINCIAL SUR LE REVENU	2	4	50	6	7	17	5	8	60	1	1	-	(1)	(1)	-	(7)	(3)	--
IMPÔT SUR LE REVENU REPORTÉ	10	9	(10)	5	5	-	8	3	(62)	15	16	7	7	11	57	11	13	18
REVENU NET APRÈS IMPÔTS	21	22	5	26	30	15	24	27	12	16	14	(12)	18	11	(39)	12	15	25
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	51	54	6	51	53	4	51	53	4	52	55	6	24	50	108	48	54	12
RATIOS																		
GAZ NATUREL EN % DE LA PRODUCTION TOTALE	41	41	S/O	30	28	S/O	41	42	S/O	43	43	S/O	53	50	S/O	64	62	S/O
PÉTROLE PAPC EN % DE LA PRODUCTION DE PÉTROLE CLASSIQUE	91	66	S/O	93	75	S/O	91	71	S/O	90	57	S/O	90	46	S/O	81	51	S/O
(REVENU NET PLUS INTÉRÊTS) AU RATIO DU CAPITAL UTILISÉ	10	10	S/O	16	16	S/O	14	12	S/O	8	8	S/O	10	8	S/O	8	8	S/O

TABLEAU 2. RENDEMENT FINANCIER PAR GRAND GROUPE DE SOCIÉTÉS

(premier semestre)

ACTIVITÉS AVAL

	Total aval			Produits pétrochimiques et autres			Total des activités(1) relatives aux produits pétroliers						Raffinage et commercialisation nationales			Raffinage et commercialisation régionales		
	1983	1984	Var.	1983	1984	Var.	1983	1984	Var.	1983	1984	Var.	1983	1984	Var.	1983	1984	Var.
	(en Millions $)		(%)	(en Millions $)		(%)	(en Millions $)		(%)	$/m³		(%)	$/m³		(%)	$/m³		(%)
RECETTES TOTALES	14165	15320	8.2	2543	2321	(8.7)	11622	12999	11.9	321.93	350.38	8.8	324.06	348.40	7.5	313.50	357.78	14.1
RIP ET RSC	1149	1117	(2.8)	26	7	(73.1)	1123	1110	(1.2)	31.10	29.91	(3.8)	32.48	30.36	(6.5)	25.63	28.20	10.0
COÛT DES BIENS VENDUS	11573	12275	6.1	2230	1922	(13.8)	9343	10353	10.8	258.81	279.07	7.8	258.38	276.88	7.2	260.58	287.30	10.3
FRAIS D'INTÉRÊT	92	132	43.4	2	22	-	90	110	22.6	2.48	2.96	19.4	1.17	.97	(17.1)	7.64	10.43	36.5
FRAIS D'EXPLOITATION	1299	1254	(3.4)	148	171	15.5	1151	1083	(5.9)	31.88	29.18	(8.5)	33.31	30.06	(9.8)	26.21	25.88	(1.3)
FRAIS DE RECHERCHES (sauf SABLES PÉTROL.)	16	14	(15.5)	2	2	-	14	12	(18.3)	.39	.31	(20.5)	.47	.38	(19.1)	.07	.07	-
AUTRES FRAIS	125	110	(11.8)	7	9	28.6	118	101	(13.9)	3.26	2.74	(15.9)	3.67	2.97	(19.1)	1.65	1.84	11.5
DÉPRÉCIATION	248	288	16.1	39	57	46.2	209	231	10.5	5.81	6.24	7.4	5.41	5.76	6.5	7.35	8.05	9.5
ÉPUISEMENT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOMMES RADIÉES ET AMORT.	3	3	(4.4)	-	3	-	3	-	-	.10	(.01)	-	.02	(.08)	-	.42	.23	(45.2)
POSTES HORS CAISSE ET E.M.	251	291	15.9	39	60	53.8	212	231	8.4	5.91	6.23	5.4	5.43	5.68	4.6	7.77	8.28	6.4
REVENU AVANT IMPÔTS	(340)	127	-	89	128	43.8	(429)	(1)	-	(11.90)	(.02)	-	(10.85)	1.10	-	(16.05)	(4.22)	-
IMPÔT FÉDÉRAL SUR LE REVENU	(230)	(28)	-	(28)	(20)	-	(202)	(8)	-	(5.60)	(.23)	-	(7.21)	(.86)	-	.74	2.13	186.5
IMPÔT PROVINCIAL SUR LE REVENU	(68)	(7)	-	(6)	(1)	-	(62)	(6)	-	(1.72)	(.15)	-	(2.17)	(.19)	-	.05	.02	(60.0)
IMPÔT SUR LE REVENU COURANT	(298)	(35)	-	(34)	(21)	-	(264)	(14)	-	(7.32)	(.38)	-	(9.38)	(1.05)	-	.79	2.15	168.4
BÉNÉFICES APRÈS IMPÔT SUR LE REVENU COURANT	(42)	162	-	123	149	21.1	(165)	13	-	4.58	.36	-	(1.47)	2.15	-	(16.84)	(6.37)	-
IMPÔT SUR LE REVENU REPORTÉ	98	61	(38.4)	55	48	(12.7)	43	13	(70.1)	1.21	.35	-	3.61	1.48	(59.0)	(8.29)	(3.88)	-
BÉNÉFICE NET APRÈS IMPÔT	(140)	101	-	68	101	48.5	(208)	-	-	(5.79)	.01	-	(5.08)	.67	-	(8.55)	(2.49)	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	209	453	116.5	162	209	29.0	47	244	-	1.33	6.59	-	3.96	7.83	-	(9.07)	1.91	-

(1) Le calcul des coûts et des recettes unitaires se fonde sur les données relatives aux ventes intérieures nettes pour les postes consolidés retenus.

TABLEAU 3

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS
1ER SEMESTRE

	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	3921	4875	24.3	1441	1835	27.3	673	741	10.0
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	862	509	-41.0	309	71	-77.0	13	0	-100.0
EMISSION D'ACTIONS	899	788	-12.3	168	51	-69.7	22	19	-12.6
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	640	777	21.3	39	52	33.0	25	20	-21.6
TOUTES AUTRES SOURCES	1495	1178	-21.2	167	118	-29.8	22	37	63.0
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	1070	1162	8.5	355	43	-88.0	7	97	0.0
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	8888	9287	4.5	2480	2169	-12.5	763	913	19.7
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	4457	4155	-6.8	1592	1253	-21.3	376	494	31.6
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	152	153	0.2	1	13	0.0	2	5	145.3
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	137	180	31.4	0	1	369.0	6	11	91.7
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	289	332	14.9	1	14	0.0	8	15	104.8
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	4746	4487	-5.5	1593	1267	-20.5	383	510	33.0
DIVIDENDES	529	578	9.4	315	312	-1.0	10	10	-3.7
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	191	102	-46.7	0	0	-88.8	0	0	0.0
TOT. DIV. & RED. AV. PROPRE	720	680	-5.5	315	312	-1.0	10	10	-3.7
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	959	1563	63.0	99	42	-57.6	120	31	-74.2
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	1451	959	-33.9	243	110	-54.8	104	107	2.1
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	1012	1598	57.9	229	438	90.9	145	256	76.1
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	8888	9287	4.5	2480	2169	-12.5	763	913	19.7

	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	1089	1384	27.1	187	218	16.2	530	697	31.4
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	105	2	-98.5	91	274	202.1	345	162	-53.0
EMISSION D'ACTIONS	449	473	5.3	20	13	-33.6	239	231	-3.4
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	484	524	8.1	8	5	-39.1	84	177	110.4
TOUTES AUTRES SOURCES	991	734	-25.9	180	70	-61.2	135	220	63.2
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	265	531	100.7	56	207	273.8	388	284	-26.8
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	3384	3648	7.8	541	787	45.6	1721	1770	2.9
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	1680	1506	-10.3	177	209	18.5	632	691	9.3
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	38	47	23.8	3	2	-35.1	108	85	-20.9
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	13	24	81.1	0	0	0.0	118	144	22.3
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	52	72	38.7	3	2	-32.2	225	229	1.6
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	1732	1578	-8.9	180	212	17.6	858	920	7.3
DIVIDENDES	146	170	16.5	10	44	343.5	47	42	-11.2
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	41	21	-47.5	41	25	-39.9	109	56	-48.9
TOT. DIV. & RED. AV. PROPRE	187	192	2.6	51	69	34.4	157	98	-37.5
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	325	991	204.7	151	166	9.8	264	333	26.1
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	778	245	-68.5	49	278	0.0	276	219	-20.8
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	362	642	77.6	110	62	-43.4	166	200	20.5
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	3384	3648	7.8	541	787	45.6	1721	1770	2.9

TABLEAU 4

DEPENSES DE CAPITAL AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT
1ER SEMESTRE

	1983 (MILLIONS $)	1984 $)	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984 $)	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984 $)	VARIA. (%)
	TOTAL AU CANADA			PROVINCES			TERRES DU CANADA		
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	537	760	41.7	497	698	40.5	40	62	56.0
FORAGE D'EXPLORATION	1292	1422	10.1	537	586	9.2	755	836	10.8
TOTAL - EXPLORATION	1828	2183	19.4	1033	1284	24.3	795	898	13.0
FORAGE DE MISE EN VALEUR	363	507	39.5	352	492	39.7	11	15	33.6
PRODUCTION	539	500	-7.4	457	443	-3.0	82	56	-31.7
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	157	201	28.5	157	201	28.5	0	0	-
TOTAL AMONT	2887	3390	17.4	1999	2421	21.1	888	969	9.2
SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	272	412	51.2	258	390	51.2	14	21	50.0
FORAGE D'EXPLORATION	370	402	8.5	218	230	5.8	152	171	12.3
TOTAL - EXPLORATION	643	813	26.6	476	621	30.4	167	193	15.5
FORAGE DE MISE EN VALEUR	152	216	42.3	141	202	43.2	11	14	30.5
PRODUCTION	278	244	-12.1	196	194	-0.7	82	50	-39.2
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	125	153	22.7	125	153	22.7	0	0	-
TOTAL AMONT	1197	1427	19.2	937	1170	24.8	260	256	-1.2
SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	264	348	31.9	239	308	29.0	26	41	59.3
FORAGE D'EXPLORATION	921	1021	10.8	319	356	11.6	603	665	10.4
TOTAL - EXPLORATION	1185	1369	15.5	557	663	19.0	628	706	12.4
FORAGE DE MISE EN VALEUR	211	291	37.5	211	290	37.4	0	1	159.3
PRODUCTION	262	255	-2.4	261	249	-4.7	0	6	-
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	32	48	50.9	32	48	50.9	0	0	-
TOTAL AMONT	1690	1964	16.2	1062	1251	17.8	629	713	13.4

TABLEAU 5

DEPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITE 1ER SEMESTRE

	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
EXPLORATION	1828	2183	19.4	344	451	31.2	218	250	14.8
MISE EN VALEUR	363	507	39.5	58	110	90.2	34	55	62.0
PRODUCTION	539	500	-7.4	178	116	-34.9	68	87	28.4
SABLES PETROLIFERES	157	201	28.5	114	137	20.5	9	14	57.0
TOTAL ACTIVITES AMONT	2888	3390	17.4	694	814	17.4	329	407	23.6
TOTAL ACTIVITES AVAL	855	429	-49.8	696	352	-49.4	1	0	-83.6
URANIUM	2	4	163.9	0	2	343.5	0	0	67.2
CHARBON	60	97	62.5	16	13	-22.0	39	83	111.5
TOUTES AUTRES ACTIVITES	652	234	-64.1	185	72	-61.1	6	5	-26.3
TOTAL AU CANADA	4457	4155	-6.8	1592	1253	-21.3	376	494	31.6
TOTAL A L'ETRANGER	289	332	14.9	1	14	-	8	15	104.8
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	4746	4487	-5.5	1593	1267	-20.5	383	510	33.0
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
EXPLORATION	965	983	1.9	81	112	38.7	221	386	74.9
MISE EN VALEUR	111	159	43.2	60	51	-14.9	101	132	31.2
PRODUCTION	189	157	-16.7	32	41	29.8	73	98	34.8
SABLES PETROLIFERES	31	47	51.3	2	1	-12.1	1	1	38.8
TOTAL ACTIVITES AMONT	1295	1346	3.9	175	205	17.4	395	618	56.3
TOTAL ACTIVITES AVAL	67	64	-4.4	0	0	-	90	12	-86.5
URANIUM	0	0	-	1	2	191.6	0	0	-100.0
CHARBON	4	1	-69.4	0	0	-	0	0	-
TOUTES AUTRES ACTIVITES	314	95	-69.8	1	1	71.0	146	61	-58.2
TOTAL AU CANADA	1680	1506	-10.3	177	209	18.5	632	691	9.3
TOTAL A L'ETRANGER	52	72	38.7	3	2	-32.2	225	229	1.6
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	1732	1578	-8.9	180	212	17.6	858	920	7.3

TABLEAU 6

BILAN

	31 DEC. 1983	30 JUIN 1984	VARIA. (%)	31 DEC. 1983	30 JUIN 1984	VARIA. (%)	31 DEC. 1983	30 JUIN 1984	VARIA. (%)
	(MILLIONS $)			(MILLIONS $)			(MILLIONS $)		
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
STOCKS	6503	6418	-1.3	4160	4056	-2.5	280	244	-13.0
COMPTES A RECEVOIR	9224	8596	-6.8	3889	3614	-7.1	1315	1393	5.9
AUTRES DISPONIBILITES	5120	6216	21.4	2411	2849	18.1	721	789	9.4
TOTAL DES DISPONIBILITES	20848	21231	1.8	10460	10519	0.6	2316	2425	4.7
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	58022	59080	1.8	15003	15465	3.1	3951	4328	9.5
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	6245	7105	13.8	1722	1996	16.0	419	392	-6.6
TOTAL DE L'ACTIF	85115	87416	2.7	27184	27981	2.9	6686	7145	6.9
COMPTES A PAYER	8832	8207	-7.1	3808	3496	-8.2	636	672	5.7
AUTRES EXIGIBILITES	6711	7314	9.0	1263	1276	1.0	332	247	-25.7
TOTAL DES EXIGIBILITES	15542	15521	-0.1	5072	4773	-5.9	969	920	-5.1
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	19283	18379	-4.7	3588	3684	2.7	175	159	-8.9
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	2489	2565	3.0	677	718	6.1	513	525	2.4
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	10175	11000	8.1	3888	4124	6.1	1126	1231	9.3
AUTRES PASSIF A LONG TERME	4919	5188	5.5	192	354	84.2	81	117	43.6
AVOIR PROPRE	32706	34764	6.3	13768	14328	4.1	3823	4194	9.7
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	85115	87416	2.7	27184	27981	2.9	6686	7145	6.9
FONDS DE ROULEMENT	5305	5710	7.6	5388	5747	6.6	1347	1506	11.8
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	16852	18085	7.3	6694	6988	4.4	1911	2065	8.1
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
STOCKS	1836	1885	2.7	36	26	-29.2	190	208	9.0
COMPTES A RECEVOIR	2834	2513	-11.3	304	267	-12.2	883	809	-8.3
AUTRES DISPONIBILITES	1220	1862	52.6	106	109	2.9	661	607	-8.2
TOTAL DES DISPONIBILITES	5890	6260	6.3	447	402	-10.0	1735	1624	-6.4
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	24364	24120	-1.0	3419	3660	7.0	11286	11507	2.0
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	2952	3294	11.6	298	336	12.7	854	1087	27.3
TOTAL DE L'ACTIF	33206	33674	1.4	4164	4398	5.6	13874	14219	2.5
COMPTES A PAYER	3428	3117	-9.1	212	161	-24.1	748	760	1.7
AUTRES EXIGIBILITES	4109	4678	13.9	249	395	58.5	757	718	-5.2
TOTAL DES EXIGIBILITES	7537	7795	3.4	461	555	20.6	1505	1478	-1.8
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	7098	6122	-13.7	2136	2245	5.1	6287	6170	-1.9
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	696	711	2.1	129	131	1.2	475	480	1.2
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	3580	3870	8.1	353	379	7.4	1229	1396	13.6
AUTRES PASSIF A LONG TERME	4208	4256	1.1	159	147	-7.2	279	314	12.7
AVOIR PROPRE	10087	10920	8.3	927	942	1.6	4101	4380	6.8
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	33206	33674	1.4	4164	4398	5.6	13874	14219	2.5
FONDS DE ROULEMENT	-1646	-1535	-6.8	-14	-153	-	230	146	-36.4
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	5086	5499	8.1	874	887	1.5	2286	2646	15.7

TABLEAU 7

VOLUME ET VALEUR DE LA PRODUCTION
(1ER SEMESTRE)

- - - - - - - - - - - - - PAR PROVINCES - - - - - - - - - - - - -

	ALBERTA			COLOMBIE BRITANNIQUE			SASKATCHEWAN		
	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	2219.1	8761.9	294.8	23.2	302.5	-	408.1	2260.2	-
PETROLE BRUT - AUTRE	21796.1	19091.6	-12.4	933.0	705.9	-24.3	3398.0	2022.3	-40.5
PETROLE BRUT CLASSIQUE	24015.2	27853.5	16.0	956.1	1008.3	5.5	3806.1	4282.5	12.5
SABLES PETROLIFERES	4820.8	4691.6	-2.7	0.0	0.0	-	0.0	7.4	-
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	25840.7	26716.9	3.4	2408.3	2987.7	24.1	263.9	368.2	39.5
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	6352.0	5381.6	-15.3	22.6	50.9	125.7	13.7	1.0	-92.7
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	61028.7	64643.5	5.9	3387.0	4046.9	19.5	4083.8	4659.1	14.1
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	561.4	2069.5	268.7	6.2	72.5	-	94.5	458.6	385.3
PETROLE BRUT - AUTRE	4081.3	3614.4	-11.4	173.3	119.3	-31.2	597.3	363.6	-39.1
PETROLE BRUT CLASSIQUE	4642.7	5683.9	22.4	179.5	191.8	6.8	691.8	822.2	18.8
SABLES PETROLIFERES	1262.9	1126.8	-10.8	0.0	0.8	-	0.0	1.5	-
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	2722.4	2890.6	6.2	216.3	285.5	32.0	10.6	23.5	121.6
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	986.4	857.2	-13.1	3.5	3.1	-11.2	0.2	0.2	-20.6
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	9614.4	10558.6	9.8	399.4	481.2	20.5	702.6	847.3	20.6

- - - - - - - - - PAR GROUPES DE COMPAGNIES - - - - - - - - -

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	2743.8	11459.3	317.6	865.2	3500.9	304.6	516.9	1760.5	240.6
PETROLE BRUT - AUTRE	26412.4	22086.6	-16.4	11253.2	10596.9	-5.8	5180.1	4245.7	-18.0
PETROLE BRUT CLASSIQUE	29156.2	33546.0	15.1	12118.4	14097.8	16.3	5697.0	6006.2	5.4
SABLES PETROLIFERES	4820.8	4699.0	-2.5	2774.3	2772.0	-0.1	406.0	367.2	-9.6
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	28673.9	30254.7	5.5	7596.3	7600.8	0.1	5000.5	5294.0	5.9
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	6886.7	5433.5	-21.1	2650.0	2504.6	-5.5	965.8	896.8	-7.1
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	69537.7	73933.1	6.3	25139.0	26975.2	7.3	12069.4	12564.2	4.1
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	686.9	2634.0	283.5	231.3	843.3	264.6	122.8	404.9	229.7
PETROLE BRUT - AUTRE	4899.1	4136.4	-15.6	2131.6	1977.6	-7.2	962.5	792.1	-17.7
PETROLE BRUT CLASSIQUE	5586.0	6770.4	21.2	2363.0	2820.9	19.4	1085.3	1197.0	10.3
SABLES PETROLIFERES	1262.9	1129.1	-10.6	712.9	656.3	-7.9	111.5	93.9	-15.7
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	2966.6	3221.4	8.6	812.4	829.4	2.1	515.7	569.6	10.5
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	1091.9	860.5	-21.2	416.1	410.5	-1.3	146.0	137.1	-6.1
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	10907.4	11981.4	9.8	4304.3	4717.0	9.6	1858.5	1997.7	7.5

	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	710.1	3531.7	397.4	152.4	1074.0	-	499.2	1592.3	219.0
PETROLE BRUT - AUTRE	6499.3	4707.0	-27.6	1353.1	911.0	-32.7	2126.6	1626.0	-23.5
PETROLE BRUT CLASSIQUE	7209.4	8238.7	14.3	1505.5	1985.0	31.8	2625.9	3218.3	22.6
SABLES PETROLIFERES	1617.0	1529.4	-5.4	4.5	1.4	-68.9	19.0	29.0	52.6
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	8808.6	9360.7	6.3	1864.5	2143.1	14.9	5404.0	5856.0	8.4
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	2830.4	1663.1	-41.2	152.1	105.5	-30.7	288.4	263.5	-8.6
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	20465.4	20791.8	1.6	3526.7	4235.0	20.1	8337.2	9366.9	12.3
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	174.7	778.9	345.8	36.9	249.6	-	121.1	357.4	195.0
PETROLE BRUT - AUTRE	1157.2	879.2	-24.0	257.6	176.3	-31.6	390.1	311.2	-20.2
PETROLE BRUT CLASSIQUE	1332.0	1658.1	24.5	294.4	425.9	44.7	511.3	668.6	30.8
SABLES PETROLIFERES	432.3	371.9	-14.0	1.0	0.3	-67.2	5.1	6.7	29.5
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	892.3	991.2	11.1	196.0	227.5	16.1	550.2	603.6	9.7
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	458.7	253.2	-44.8	24.6	17.6	-28.4	46.6	42.0	-9.7
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	3115.3	3274.4	5.1	516.1	671.4	30.1	1113.2	1320.9	18.7

Annexe B-13

TABLEAU 8

FRAIS D'EXPLOITATION EN AMONT ET REDEVANCES
(1ER SEMESTRE)

- - - - - - - - - - - - - PAR PROVINCES - - - - - - - - - - - - -

	ALBERTA			BRITISH COLUMBIA			SASKATCHEWAN		
	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)
	(MILLIERS DE $)			(MILLIERS DE $)			(MILLIERS DE $)		
ACTIVITES ASSOCIEES	595960.0	649398.0	9.0	32632.0	30720.0	-5.9	101513.0	118172.0	16.1
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	278505.0	205101.0	-26.4	5097.0	4370.0	-14.3	4462.0	9061.0	103.1
SABLES PETROLIFERES	467382.0	539914.0	15.5	0.0	0.0	-	593.0	-227.0	-138.3
TAXES(EXCL. IMPOTS SUR REVENU)	41171.0	43995.0	28.1	3278.0	2929.0	-10.6	5142.0	10836.0	110.7
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	269739.0	333979.0	23.8	7199.0	8918.0	23.9	24324.0	33065.0	35.9
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	1672757.0	1772387.0	6.0	48206.0	46937.0	-2.6	136336.0	170905.0	25.4
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	7926.0	3847.0	-51.5	370.0	112.0	-69.7	435.0	76.0	-83.0
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	2222841.0	2325698.0	4.6	140004.0	125775.8	-10.2	201127.0	202761.5	0.8
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	384329.0	473404.2	23.2	6270.0	6553.4	4.5	27781.0	41695.3	50.1
REDEVANCES TOTALES	2615096.0	2802949.2	7.2	146644.0	132441.2	-9.7	229343.0	244530.8	6.6

- - - - - - - - - PAR GROUPES DE COMPAGNIES - - - - - - - -

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)
	(MILLIERS DE $)			(MILLIERS DE $)			(MILLIERS DE $)		
ACTIVITES ASSOCIEES	743544.0	813883.0	9.5	185507.0	204150.0	10.0	164556.0	172266.0	4.7
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	298835.0	230195.0	-23.0	71563.0	65490.0	-8.5	33973.0	31196.0	-8.2
SABLES PETROLIFERES	467975.0	539687.0	15.3	219767.0	282736.0	28.7	49269.0	54537.0	10.7
TAXES(EXCL. IMPOTS SUR REVENU)	72986.0	58121.0	-20.4	30050.0	20771.0	-30.9	10163.0	7080.0	-30.3
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	309682.0	383552.0	23.9	160972.0	198526.0	23.3	56723.0	64084.0	13.0
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	1893022.0	2025438.0	7.0	667859.0	771673.0	15.5	314684.0	329163.0	4.6
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	9760.0	5017.0	-48.6	911.0	502.0	-44.9	590.0	767.0	30.0
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	2569870.0	2662658.0	3.6	1032383.0	1055600.0	2.2	519619.0	543387.0	4.6
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	426097.0	531017.0	24.6	220642.0	280005.0	26.9	38071.0	46687.0	23.2
REDEVANCES TOTALES	3005727.0	3198692.0	6.4	1253936.0	1336107.0	6.6	558280.0	591041.0	5.9

	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)
	(MILLIERS DE $)			(MILLIERS DE $)			(MILLIERS DE $)		
ACTIVITES ASSOCIEES	232061.0	250434.0	7.9	55484.0	65866.0	18.7	105936.0	121167.0	14.4
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	164287.0	105571.0	-35.7	12435.0	7384.0	-40.6	16577.0	20554.0	24.0
SABLES PETROLIFERES	195263.0	197126.0	1.0	1454.0	1445.0	-0.6	2222.0	3843.0	73.0
TAXES(EXCL. IMPOTS SUR REVENU)	24491.0	14811.0	-39.5	4644.0	5435.0	17.0	3638.0	10024.0	175.5
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	53043.0	54327.0	2.4	9342.0	29411.0	214.8	29602.0	37204.0	25.7
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	669145.0	622269.0	-7.0	83359.0	109541.0	31.4	157975.0	192792.0	22.0
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	59.0	105.0	78.0	5725.0	3441.0	-39.9	2475.0	202.0	-91.8
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	668630.0	652809.0	-2.4	92236.0	134005.0	45.3	257002.0	276857.0	7.7
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	76770.0	88569.0	15.4	26423.0	32972.0	24.8	64191.0	82584.0	28.7
REDEVANCES TOTALES	745459.0	741483.0	-0.5	124384.0	170418.0	37.0	323668.0	359643.0	11.1

TABLEAU 9

DETERMINATION DU REVENU IMPOSABLE D'APRES L'ETAT DE CONTROLE DE TOUTES LES ACTIVITES AU CANADA - 1983

	TOTAL DE L'INDUSTRIE	SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	SOCIETES INTEGREES	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	ENSEMBLE DES GRANDES SOCIETES	ENSEMBLE DES PETITES SOCIETES
					EN MILLIONS DE DOLLARS					
REC. NETTES APRES REDEV. & TRPG	48262	12881	10887	1994	35381	31152	3405	825	14291	2819
TRPG	1856	653	504	149	1204	771	348	84	851	233
REDEVANCES PROVINCIALES	4948	1631	1266	364	3317	2117	998	202	2264	566
AUTRES SUPPLEMENTS	11	11	11	0	0	0	0	0	11	0
RECETTES BRUTES (IMPOSABLES)	55078	15176	12668	2507	39902	34041	4750	1111	17418	3618
RIP ET RSC	-2347	-409	-406	-3	-1938	-1914	-24	0	-430	-3
COUT DES MARCH. ACHETEES	-10610	-2163	-1885	-278	-8447	-7850	-584	-13	-2469	-292
FRAIS D'EXPLOIT. ET D'ADM.	-22221	-5070	-4767	-303	-17151	-16355	-632	-164	-5399	-467
FRAIS D'INTERETS	-3179	-2326	-1635	-691	-854	-539	-130	-185	-1765	-875
REVENU AVANT IMPOT	16720	5208	3975	1233	11513	7382	3381	750	7356	1982
DEDUCTIONS POUR AMORT.	-2859	-1066	-811	-256	-1792	-1477	-255	-61	-1066	-316
FRAIS D'EXPLOR. AU CANADA	-2358	-1001	-775	-226	-1357	-829	-352	-176	-1127	-402
FRAIS D'EXPLOIT. AU CANADA	-857	-420	-286	-133	-437	-212	-114	-110	-401	-244
FRAIS D'EXPLOIT.&EXPLOR.ETR.	-66	-46	-19	-27	-20	-3	-17	-0	-35	-28
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	-262	-136	-62	-75	-126	-81	-21	-24	-83	-99
AUTRES FR.D'EXPLOIT.EXPLOR.	-28	-24	-24	-0	-4	0	-3	-1	-27	-1
DEDUCTIONS POUR EPUISEMENT	-1017	-368	-311	-57	-649	-345	-266	-39	-577	-96
DED. POUR EPUIS. DE RES.	-3743	-1283	-952	-331	-2461	-1568	-709	-184	-1661	-514
DEDUCTIONS POUR INVENTAIRE	-189	-54	-50	-4	-135	-129	-6	-0	-56	-4
AUTRES DEDUCTIONS	-722	-443	-214	-228	-280	-217	-16	-47	-230	-275
TOTAL DES DEDUCTIONS D'IMPOT	-12102	-4841	-3504	-1337	-7260	-4860	-1758	-642	-5263	-1979
REV. IMPOS. NET DE L'AN. COUR.	4732	420	471	-51	4313	2585	1616	111	2087	61
PERTES ANNEE COURANTE	1432	734	614	120	698	698	0	0	614	120
REV. IMPOS. POS. DE L'AN. COUR.	6164	1153	1084	69	5011	3283	1616	112	2701	181
PERTES ANNEE PRECEDENTE	179	19	16	3	160	148	5	6	22	9
REV. IMPOSABLE(ASSIETTE FISCALE)	5986	1135	1068	66	4851	3135	1611	105	2679	172
CREDITS D'IMPOT:										
DED. BENEF. DE FAB. & TRANSF.	18	5	0	4	13	6	7	0	7	4
ABATTEMENT DE L'IMPOT FED.	561	102	96	6	459	289	160	10	256	17
CRED. D'IMP. A L'INVEST.	232	64	52	12	168	134	26	8	78	20
CRED. D'IMP. A L'ACQ.D'ACT.	9	0	0	0	8	8	0	0	0	0
CRED. D'IMP.A LA RECH.SCIENT.	354	12	8	3	342	323	19	0	27	3
CRED D'IMP. POUR IMP. ETR.	18	11	0	11	7	0	5	1	6	12
AUTRES CREDITS D'IMPOT	194	81	58	22	113	77	25	10	84	33
IMPOTS SUR LE REVENU (REPART.)										
IMPOT FEDERAL EXIGIBLE	1431	295	279	16	1136	584	539	13	818	29
IMPOT PROVINCIAL EXIGIBLE	387	56	53	3	331	189	139	3	192	6
IMPOT TOTAL EXIGIBLE	1818	351	332	19	1467	773	678	16	1010	35
IMPOTS REPORTES CUMULATIFS	9616	4339	3449	889	5277	3800	1101	376	4550	1266
BILAN A LA FIN DE LA PERIODE										
DED. FRAC. NON AMORT. CAP.										
I)CLASSE 10	3058	1562	1046	515	1496	899	314	283	1360	799
II)CLASSE 28	502	126	89	37	376	114	260	2	349	39
III)CLASSE 29	1777	754	344	410	1023	998	20	5	364	415
IV)LES AUTRES CLASSES	4029	1912	1523	389	2117	1948	131	39	1653	428
TOTAL DES DED. POUR FNAC	9366	4353	3002	1351	5012	3958	725	329	3727	1680
FRAIS D'EXPLOR. AU CAN.	2060	1313	894	419	747	16	30	702	923	1121
FRAIS D'EXPLOIT. AU CAN.	2199	997	660	336	1202	457	353	392	1014	728
DED. POUR EPUISEMENT GAGNE	2433	1454	922	532	979	311	243	426	1165	957
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	2122	1138	578	560	984	532	188	264	766	824
FRAIS D'EXPLOR.&EXPLOIT.ETR.	482	390	195	195	92	25	65	2	260	196
AUTRES FR. D'EXPLOR.EXPLOIT.	204	22	16	6	182	0	4	179	20	185
DED. SUPPL. POUR EPUISEMENT	64	61	61	0	3	0	0	3	61	3
DED. EXPLOR. DS REG. PION.	171	159	156	3	12	0	0	12	156	15
DEGR. A L'INVEST.DIT	505	256	164	92	249	225	10	14	174	106
DEGR. A LA RECH. SCIENT.(FPC)	46	2	0	2	44	17	1	26	1	28
BILAN TOTAL, FIN DE LA PERIODE	19651	10143	6648	3495	9508	5540	1618	2349	8267	5844
SOLDE, PERTES AUTRES QU'EN CAP.	2576	1929	1705	223	647	639	0	8	1705	232

TABLEAU 9

DETERMINATION DU REVENU IMPOSABLE D'APRES L'ETAT DE CONTROLE DE TOUTES LES ACTIVITES AU CANADA - 1982

	TOTAL DE L'INDUSTRIE	SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	SOCIETES INTEGREES	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	ENSEMBLE DES GRANDES SOCIETES	ENSEMBLE DES PETITES SOCIETES
					EN MILLIONS DE DOLLARS					
REC. NETTES APRES REDEV. & TRPG	45026	11281	9719	1562	33746	30379	2582	784	12301	2346
TRPG	1557	553	446	106	1004	668	260	76	706	183
REDEVANCES PROVINCIALES	4569	1524	1243	281	3044	1980	876	189	2119	470
AUTRES SUPPLEMENTS	15	14	5	9	1	0	0	1	5	10
RECETTES BRUTES (IMPOSABLES)	51167	13372	11413	1959	37795	33027	3718	1050	15131	3009
RIP ET RSC	-3608	-419	-417	-2	-3189	-3169	-20	0	-436	-2
COUT DES MARCH. ACHETEES	-7942	-1666	-1428	-238	-6276	-5668	-577	-31	-2005	-269
FRAIS D'EXPLOIT. ET D'ADM.	-22380	-4721	-4380	-341	-17659	-16836	-547	-275	-4927	-617
FRAIS D'INTERETS	-3159	-2442	-1903	-539	-717	-450	-87	-181	-1990	-720
REVENU AVANT IMPOT	14078	4124	3285	838	9954	6904	2487	563	5773	1401
DEDUCTIONS POUR AMORT.	-2712	-742	-650	-92	-1970	-1761	-159	-50	-809	-142
FRAIS D'EXPLOR. AU CANADA	-2135	-932	-780	-151	-1203	-775	-351	-76	-1132	-228
FRAIS D'EXPLOIT. AU CANADA	-732	-348	-243	-105	-384	-211	-87	-85	-331	-190
FRAIS D'EXPLOIT.&EXPLOR.ETR.	-59	-51	-40	-11	-8	-3	-0	-5	-41	-16
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	-179	-99	-56	-43	-80	-46	-11	-22	-67	-66
AUTRES FR.D'EXPLOIT.EXPLOR.	-27	-24	-20	-4	-4	-0	-2	-1	-22	-5
DEDUCTIONS POUR EPUISEMENT	-949	-324	-276	-47	-645	-460	-160	-25	-437	-72
DED. POUR EPUIS. DE RES.	-3078	-1110	-873	-237	-1968	-1342	-508	-117	-1381	-354
DEDUCTIONS POUR INVENTAIRE	-145	-42	-42	-1	-103	-97	-4	-2	-46	-2
AUTRES DEDUCTIONS	-1145	-483	-348	-134	-662	-481	-70	-111	-419	-245
TOTAL DES DEDUCTIONS D'IMPOT	-11181	-4154	-3329	-826	-7027	-5177	-1355	-495	-4683	-1320
REV. IMPOS. NET DE L'AN. COUR.	2990	-17	-25	7	3008	1808	1121	79	1096	86
PERTES ANNEE COURANTE	1499	851	767	84	648	641	0	7	767	92
REV. IMPOS. POS. DE L'AN. COUR.	4490	833	742	92	3656	2449	1121	86	1863	177
PERTES ANNEE PRECEDENTE	282	59	58	1	223	219	2	2	60	3
REV. IMPOSABLE(ASSIETTE FISCALE)	4207	774	683	91	3433	2230	1119	84	1803	175
CREDITS D'IMPOT:										
DED. BENEF. DE FAB. & TRANSF.	25	6	6	0	19	8	7	5	12	5
ABATTEMENT DE L'IMPOT FED.	364	49	41	8	335	214	112	9	153	16
CRED. D'IMP. A L'INVEST.	116	20	18	2	96	79	14	3	32	5
CRED. D'IMP. A L'ACQ.D'ACT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRED. D'IMP.A LA RECH.SCIENT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRED.D'IMP. POUR IMP. ETR.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1
AUTRES CREDITS D'IMPOT	173	66	41	25	108	75	8	25	49	50
IMPOTS SUR LE REVENU (REPART.)										
IMPOT FEDERAL EXIGIBLE	1280	135	113	22	1144	712	402	30	515	52
IMPOT PROVINCIAL EXIGIBLE	260	14	18	-4	246	150	92	4	110	1
IMPOT TOTAL EXIGIBLE	1540	150	131	18	1391	862	494	35	625	53
IMPOTS REPORTES CUMULATIFS	8288	3708	3041	667	4580	3545	767	268	3808	935
BILAN A LA FIN DE LA PERIODE										
DED. FRAC. NON AMORT. CAP.										
I)CLASSE 10	2647	1403	1032	371	1244	770	260	215	1291	586
II)CLASSE 28	537	133	127	6	404	157	247	0	374	6
III)CLASSE 29	1532	608	401	207	924	366	33	25	434	232
IV)LES AUTRES CLASSES	3303	1473	1112	360	1831	1689	103	38	1216	399
TOTAL DES DED. POUR FNAC	8019	3616	2671	945	4402	3482	643	278	3314	1223
FRAIS D'EXPLOR. AU CAN.	1826	1188	853	334	638	27	24	587	877	921
FRAIS D'EXPLOIT. AU CAN.	2322	1114	746	367	1208	490	291	427	1037	794
DED. POUR EPUISEMENT GAGNE	2768	1495	1099	396	1273	401	361	511	1460	907
FRAIS DE PROP. PET. &GAZ.CAN.	1582	803	410	393	779	418	101	259	511	652
FRAIS D'EXPLOR.&EXPLOIT.ETR.	328	288	164	123	40	24	3	14	167	138
AUTRES FR. D'EXPLOR.EXPLOIT.	225	19	17	2	205	0	4	201	21	203
DED. SUPPL. POUR EPUISEMENT	117	79	79	0	38	17	19	2	98	2
DED. EXPLOR. DS REG. PION.	182	172	171	1	11	0	1	9	172	10
DEGR. A L'INVEST.DIT	380	232	173	59	148	116	13	18	187	77
DEGR. A LA RECH. SCIENT.(FPC)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BILAN TOTAL, FIN DE LA PERIODE	17748	9006	6385	2621	8742	4976	1460	2306	7845	4927
SOLDE, PERTES AUTRES QU'EN CAP.	1754	1636	1486	150	117	105	0	13	1486	163

TABLEAU 9

DETERMINATION DU REVENU IMPOSABLE D'APRES L'ETAT DE CONTROLE DE TOUTES LES ACTIVITES AU CANADA - 1981

	TOTAL DE L'INDUSTRIE	SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	SOCIETES INTEGREES	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	ENSEMBLE DES GRANDES SOCIETES	ENSEMBLE DES PETITES SOCIETES
					EN MILLIONS DE DOLLARS					
REC. NETTES APRES REDEV. & TRPG	40153	8536	7345	1190	31617	28496	2449	671	9795	1861
TRPG	922	327	263	64	595	384	171	40	434	105
REDEVANCES PROVINCIALES	4280	1393	1139	253	2887	1821	868	198	2007	452
AUTRES SUPPLEMENTS	17	17	12	5	0	0	0	0	12	5
RECETTES BRUTES (IMPOSABLES)	45372	10272	8760	1513	35099	30701	3488	910	12248	2422
RIP ET RSC	-4092	-286	-286	0	-3805	-3784	-21	0	-307	0
COUT DES MARCH. ACHETEES	-6515	-1115	-926	-189	-5400	-4943	-423	-34	-1349	-224
FRAIS D'EXPLOIT. ET D'ADM.	-18225	-3182	-2955	-227	-15043	-14304	-563	-177	-3517	-404
FRAIS D'INTERETS	-2303	-1735	-1409	-326	-567	-321	-95	-151	-1504	-477
REVENU AVANT IMPOT	14237	3953	3183	770	10284	7349	2387	548	5570	1318
DEDUCTIONS POUR AMORT.	-2104	-715	-590	-125	-1389	-1179	-145	-64	-736	-190
FRAIS D'EXPLOR. AU CANADA	-2987	-1128	-972	-156	-1859	-1274	-493	-91	-1465	-248
FRAIS D'EXPLOIT. AU CANADA	-865	-421	-307	-114	-444	-229	-136	-79	-443	-193
FRAIS D'EXPLOIT.&EXPLOR.ETR.	-124	-104	-89	-15	-20	-2	-16	-2	-104	-17
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	-146	-70	-36	-33	-76	-46	-15	-15	-52	-49
AUTRES FR.D'EXPLOIT.EXPLOR.	-134	-126	-110	-17	-7	-1	0	-7	-110	-23
DEDUCTIONS POUR EPUISEMENT	-820	-302	-277	-25	-518	-323	-173	-22	-450	-47
DED. POUR EPUIS. DE RES.	-2675	-927	-748	-179	-1748	-1113	-518	-116	-1266	-296
DEDUCTIONS POUR INVENTAIRE	-120	-14	-13	-2	-106	-103	-3	-0	-16	-2
AUTRES DEDUCTIONS	-578	-290	-201	-90	-288	-160	-64	-64	-265	-153
TOTAL DES DEDUCTIONS D'IMPOT	-10553	-4099	-3342	-757	-6454	-4430	-1564	-461	-4906	-1218
REV. IMPOS. NET DE L'AN. COUR.	3684	-157	-167	10	3841	2922	836	83	669	93
PERTES ANNEE COURANTE	818	763	684	79	55	55	0	1	684	80
REV. IMPOS. POS. DE L'AN. COUR.	4502	606	517	89	3896	2976	836	83	1354	172
PERTES ANNEE PRECEDENTE	11	10	6	5	1	1	0	0	6	5
REV. IMPOSABLE(ASSIETTE FISCALE)	4491	596	512	84	3895	2976	836	83	1348	167
CREDITS D'IMPOT:										
DED. BENEF. DE FAB. & TRANSF.	57	3	3	0	55	51	3	0	6	0
ABATTEMENT DE L'IMPOT FED.	441	53	45	8	389	298	82	8	127	16
CRED. D'IMP. A L'INVEST.	179	31	26	4	148	125	14	9	41	14
CRED. D'IMP. A L'ACQ.D'ACT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRED. D'IMP.A LA RECH.SCIENT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRED D'IMP. POUR IMP. ETR.	39	32	32	0	7	5	2	1	34	1
AUTRES CREDITS D'IMPOT	153	49	38	11	104	73	26	4	64	16
IMPOTS SUR LE REVENU (REPART.)										
IMPOT FEDERAL EXIGIBLE	1426	146	121	26	1280	956	295	29	416	55
IMPOT PROVINCIAL EXIGIBLE	370	27	25	2	344	283	58	3	83	4
IMPOT TOTAL EXIGIBLE	1796	173	146	27	1623	1239	353	32	498	59
IMPOTS REPORTES CUMULATIFS	7143	3208	2764	444	3935	2953	758	224	3522	669
BILAN A LA FIN DE LA PERIODE										
DED. FRAC. NON AMORT. CAP.										
I)CLASSE 10	2361	1333	1035	299	1027	647	249	131	1284	430
II)CLASSE 28	732	203	198	5	529	162	330	37	527	43
III)CLASSE 29	857	353	317	36	504	472	24	7	341	44
IV)LES AUTRES CLASSES	2867	1287	950	337	1579	1417	117	46	1067	382
TOTAL DES DED. POUR FNAC	6816	3177	2499	678	3639	2698	719	221	3219	899
FRAIS D'EXPLOR. AU CAN.	1636	1095	734	361	541	27	33	480	768	841
FRAIS D'EXPLOIT. AU CAN.	2389	1270	951	319	1119	534	326	259	1277	578
DED. POUR EPUISEMENT GAGNE	3075	1674	1152	522	1401	489	440	472	1593	994
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	1526	724	378	346	802	412	141	249	519	595
FRAIS D'EXPLOR.&EXPLOIT.ETR.	335	236	173	64	99	20	58	20	231	84
AUTRES FR. D'EXPLOR.EXPLOIT.	229	24	18	6	205	0	4	201	22	207
DED. SUPPL. POUR EPUISEMENT	113	96	96	0	18	16	0	1	96	1
DED. EXPLOR. DS REG. PION.	128	114	114	1	14	0	1	12	115	13
DEGR. A L'INVEST.DIT	15	15	0	15	0	0	0	0	0	15
DEGR. A LA RECH. SCIENT.(FPC)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BILAN TOTAL, FIN DE LA PERIODE	16262	8425	6115	2310	7837	4197	1723	1916	7838	4227
SOLDE, PERTES AUTRES QU'EN CAP.	952	933	807	126	19	15	0	5	807	130

TABLEAU 10

DETERMINATION DU REVENU IMPOSABLE DE L'INDUSTRIE EN AMONT D'APRES L'ETAT DE CONTROLE - 1983

	TOTAL DE L'INDUSTRIE	SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	SOCIETES INTEGREES	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	ENSEMBLE DES GRANDES SOCIETES	ENSEMBLE DES PETITES SOCIETES
					EN MILLIONS DE DOLLARS					
REC. NETTES APRES REDEV. & TRPG	15261	5943	4574	1369	9318	5840	2689	788	7263	2157
TRPG	1856	653	504	149	1204	771	348	84	851	233
REDEVANCES PROVINCIALES	4948	1631	1266	364	3317	2117	998	202	2264	566
AUTRES SUPPLEMENTS	11	11	11	0	0	0	0	0	11	0
RECETTES BRUTES (IMPOSABLES)	22076	8237	6355	1883	13838	8729	4035	1075	10390	2957
FRAIS D'EXPLOIT. ET ADM.&RIP	-3443	-1212	-1170	-42	-2231	-1520	-574	-137	-1744	-179
DEDUCTIONS POUR AMORT.	-1443	-713	-569	-145	-730	-432	-238	-59	-807	-204
REVENU NET TIRE DES RESSOURCES	17190	6312	4617	1696	10877	6776	3222	879	7839	2575
DED. REV. TIRE DES RESS.	-3738	-1277	-948	-329	-2461	-1568	-709	-184	-1657	-513
FRAIS D'INTERETS	-2289	-1844	-1224	-620	-445	-140	-119	-186	-1343	-806
FRAIS D'EXPLOIT. AU CANADA	-854	-420	-286	-133	-434	-209	-114	-110	-401	-244
FRAIS D'EXPLOIT.&EXPLOR.ETR.	-66	-46	-19	-27	-20	-3	-17	-0	-35	-28
FRAIS D'EXPLOR. AU CANADA	-2349	-993	-775	-218	-1356	-829	-352	-176	-1127	-394
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	-262	-136	-62	-75	-126	-81	-21	-24	-83	-99
AUTRES FR. EXPLOR.,EXPLOIT.	-28	-24	-24	-0	-4	0	-3	-1	-27	-1
BENEFICE NET TIRE DES RESS.	7604	1572	1278	293	6032	3946	1889	198	3167	491
DEDUCTIONS POUR EPUISEMENT	-1017	-368	-311	-57	-649	-345	-266	-39	-577	-96
DEDUCTIONS POUR INVENTAIRE	-17	-10	-8	-2	-7	-2	-5	-0	-13	-2
AUTRES DEDUCTIONS	-1055	-501	-294	-207	-554	-484	-10	-59	-305	-266
REV. IMPOS. NET AN. COUR.	5567	717	682	35	4850	3123	1616	110	2299	145
PERTES ANNEE COURANTE	396	392	365	27	4	4	0	0	365	27
REV. IMPOS. POSIT. AN. COUR.	5963	1108	1047	62	4854	3127	1616	111	2663	172
PERTES ANNEE PRECEDENTE	18	2	2	0	16	5	5	6	7	6
REV. IMPOSABLE(ASSIETTE FISCALE)	5944	1106	1045	62	4838	3123	1611	104	2656	166
DEGREVEMENTS FISCAUX:										
DED. D'IMPOT A LA FAB.	18	5	0	4	13	6	7	0	7	4
ABATTEMENT DE L'IMPOT FED.	548	100	93	6	448	278	160	10	254	17
CRED. D'IMP. A L'INVEST.	232	64	52	12	168	134	26	8	78	20
CRED. D'IMP. A L'ACQ.D'ACT.	9	0	0	0	8	8	0	0	0	0
CRED. D'IMP.A LA RECH.SCIENT.	343	5	4	2	338	319	19	0	22	2
CRED D'IMP. POUR IMP. ETR.	18	11	0	11	7	0	5	1	6	12
AUTRES CREDITS D'IMPOT	194	81	58	22	113	77	25	10	83	33
BILAN A LA FIN DE LA PERIODE										
DED. FRAC. NON AMORT. CAP.	2832	1438	964	474	1394	799	313	281	1277	756
I)CLASSE 10	414	74	71	3	340	114	224	2	295	6
II)CLASSE 28	277	220	146	74	57	36	17	4	163	78
III)CLASSE 29	604	487	410	77	317	164	118	35	528	112
IV)LES AUTRES CLASSES	4327	2220	1591	629	2108	1113	672	323	2263	951
TOTAL DES DED. POUR FNAC										
FRAIS D'EXPLOR. AU CAN.	1993	1279	885	394	714	16	30	669	915	1063
FRAIS D'EXPLOIT. AU CAN.	2192	996	660	336	1195	450	353	392	1014	728
DED. POUR EPUISEMENT GAGNE	2381	1407	904	503	974	311	243	420	1147	923
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	2122	1138	578	560	984	532	188	264	766	824
FRAIS D'EXPLOR.&EXPLOIT.ETR.	482	390	195	195	92	25	65	2	260	196
AUTRES FR. D'EXPLOR.EXPLOIT.	200	21	15	6	179	0	4	175	19	181
DED. SUPPL. POUR EPUISEMENT	64	61	61	0	3	0	0	3	61	3
DED. EXPLOR. DS REG. PIONN.	171	159	156	3	12	0	0	12	156	15
DEGR. A L'INVEST.DIT	198	150	120	31	47	23	9	14	129	45
DEGR. A LA RECH. SCIENT.(FPC)	29	2	0	2	27	0	1	26	1	28
BILAN TOTAL, FIN DE LA PERIODE	14159	7823	5166	2657	6336	2469	1566	2301	6732	4958
SOLDE, PERTES AUTRES QU'EN CAP.	1216	1208	1079	129	8	0	0	8	1079	137

TABLEAU 10

DETERMINATION DU REVENU IMPOSABLE DE L'INDUSTRIE EN AMONT D'APRES L'ETAT DE CONTROLE - 1982

	TOTAL DE L'INDUSTRIE	SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	SOCIETES INTEGREES	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	ENSEMBLE DES GRANDES SOCIETES	ENSEMBLE DES PETITES SOCIETES
	EN MILLIONS DE DOLLARS									
REC. NETTES APRES REDEV. & TRPG	12729	5166	4248	918	7563	4960	1954	649	6202	1568
TRPG	1557	553	446	106	1004	668	260	76	706	183
REDEVANCES PROVINCIALES	4569	1524	1243	281	3044	1980	876	189	2119	470
AUTRES SUPPLEMENTS	43	42	13	29	1	0	0	1	13	30
RECETTES BRUTES (IMPOSABLES)	18898	7285	5950	1335	11613	7607	3090	915	9041	2250
FRAIS D'EXPLOIT. ET ADM.&RIP	-3626	-1259	-1221	-38	-2368	-1609	-562	-196	-1783	-234
DEDUCTIONS POUR AMORT.	-1055	-392	-333	-59	-663	-468	-151	-44	-484	-103
REVENU NET TIRE DES RESSOURCES	14217	5634	4396	1238	8582	5530	2377	676	6773	1914
DED. REV. TIRE DES RESS.	-3023	-1105	-873	-231	-1919	-1293	-508	-117	-1381	-349
FRAIS D'INTERETS	-2287	-1910	-1425	-484	-378	-125	-87	-166	-1512	-651
FRAIS D'EXPLOIT. AU CANADA	-732	-348	-243	-105	-384	-211	-87	-85	-331	-190
FRAIS D'EXPLOIT.&EXPLOR.ETR.	-59	-51	-40	-11	-8	-3	-0	-5	-41	-16
FRAIS D'EXPLOR. AU CANADA	-2129	-928	-780	-148	-1201	-775	-349	-76	-1129	-224
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	-179	-99	-56	-43	-80	-46	-11	-22	-67	-66
AUTRES FR. EXPLOR.,EXPLOIT.	-27	-24	-20	-4	-4	-0	-2	-1	-22	-5
BENEFICE NET TIRE DES RESS.	5780	1171	959	212	4609	3076	1332	202	2290	414
DEDUCTIONS POUR EPUISEMENT	-967	-324	-276	-47	-643	-458	-160	-25	-437	-72
DEDUCTIONS POUR INVENTAIRE	-14	-9	-8	-0	-6	-2	-4	-0	-12	-0
AUTRES DEDUCTIONS	-1078	-451	-344	-108	-626	-469	-56	-101	-400	-209
REV. IMPOS. NET AN. COUR.	3755	405	330	76	3349	2155	1119	75	1448	151
PERTES ANNEE COURANTE	491	484	470	14	7	0	0	7	470	22
REV. IMPOS. POSIT. AN. COUR.	4246	889	799	90	3357	2155	1119	83	1919	172
PERTES ANNEE PRECEDENTE	48	47	46	1	1	0	0	1	46	2
REV. IMPOSABLE(ASSIETTE FISCALE)	4198	843	753	89	3356	2155	1119	82	1873	171
DEGREVEMENTS FISCAUX:										
DED. D'IMPOT A LA FAB.	25	6	6	0	19	8	7	5	12	5
ABATTEMENT DE L'IMPOT FED.	366	45	38	8	321	200	112	8	150	16
CRED. D'IMP. A L'INVEST.	116	20	18	2	96	79	14	3	32	5
CRED. D'IMP. A L'ACQ.D'ACT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRED. D'IMP.A LA RECH.SCIENT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRED D'IMP. POUR IMP. ETR.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1
AUTRES CREDITS D'IMPOT	170	66	41	25	105	72	8	25	49	50
BILAN A LA FIN DE LA PERIODE										
DED. FRAC. NON AMORT. CAP.	2453	1314	955	359	1139	667	259	212	1214	571
I)CLASSE 10	478	104	104	0	374	157	217	0	321	0
II)CLASSE 28	317	194	166	28	124	69	33	21	199	49
III)CLASSE 29	949	448	398	50	501	384	90	26	489	76
IV)LES AUTRES CLASSES	4197	2060	1623	436	2137	1278	600	260	2223	696
TOTAL DES DED. POUR FNAC	1802	1164	851	313	638	27	24	587	875	900
FRAIS D'EXPLOR. AU CAN.	2321	1114	746	367	1208	490	291	427	1037	794
FRAIS D'EXPLOIT. AU CAN.	2749	1477	1098	378	1273	401	361	511	1459	889
DED. POUR EPUISEMENT GAGNE	1582	803	410	393	779	418	101	259	511	652
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	328	288	164	123	40	24	3	14	167	138
FRAIS D'EXPLOR.&EXPLOIT.ETR.	225	19	17	2	205	0	4	201	21	203
AUTRES FR. D'EXPLOR.EXPLOIT.	117	79	79	0	38	17	19	2	98	2
DED. SUPPL. POUR EPUISEMENT	182	172	171	1	11	0	1	9	172	10
DED. EXPLOR. DS REG. PIONN.	233	155	140	15	78	47	13	18	153	33
DEGR. A L'INVEST.DIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEGR. A LA RECH. SCIENT.(FPC)										
BILAN TOTAL, FIN DE LA PERIODE	13737	7330	5301	2029	6407	2702	1417	2288	6718	4318
SOLDE, PERTES AUTRES QU'EN CAP.	1127	1114	1034	80	13	0	0	13	1034	93

TABLEAU 10

DETERMINATION DU REVENU IMPOSABLE DE L'INDUSTRIE EN AMONT D'APRES L'ETAT DE CONTROLE - 1981

	TOTAL DE L'INDUSTRIE	SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	SOCIETES INTEGREES	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	ENSEMBLE DES GRANDES SOCIETES	ENSEMBLE DES PETITES SOCIETES
					EN MILLIONS DE DOLLARS					
REC. NETTES APRES REDEV. & TRPG	10983	4288	3563	725	6695	4225	1977	493	5540	1218
TRPG	922	327	263	64	595	384	171	40	434	105
REDEVANCES PROVINCIALES	4280	1393	1139	253	2887	1821	868	198	2007	452
AUTRES SUPPLEMENTS	22	22	15	6	0	0	0	0	15	6
RECETTES BRUTES (IMPOSABLES)	16207	6029	4980	1049	10178	6429	3017	732	7997	1781
FRAIS D'EXPLOIT. ET ADM.&RIP	-2890	-967	-929	-37	-1923	-1290	-540	-94	-1469	-131
DEDUCTIONS POUR AMORT.	-1084	-464	-375	-89	-620	-436	-141	-43	-516	-132
REVENU NET TIRE DES RESSOURCES	12233	4598	3676	922	7635	4704	2335	596	6011	1518
DED. REV. TIRE DES RESS.	-2655	-920	-747	-173	-1735	-1112	-518	-105	-1265	-278
FRAIS D'INTERETS	-1706	-1356	-1071	-284	-351	-119	-93	-139	-1165	-423
FRAIS D'EXPLOIT. AU CANADA	-861	-421	-307	-114	-440	-228	-136	-77	-443	-191
FRAIS D'EXPLOIT.&EXPLOR.ETR.	-124	-104	-89	-15	-20	-2	-16	-2	-104	-17
FRAIS D'EXPLOR. AU CANADA	-2969	-1121	-971	-150	-1848	-1271	-488	-88	-1459	-238
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	-146	-70	-36	-33	-76	-46	-15	-15	-52	-49
AUTRES FR. EXPLOR.,EXPLOIT.	-134	-126	-110	-17	-7	-1	0	-7	-110	-23
BENEFICE NET TIRE DES RESS.	3638	481	345	136	3157	1925	1069	163	1414	299
DEDUCTIONS POUR EPUISEMENT	-820	-302	-277	-25	-518	-323	-173	-22	-450	-47
DEDUCTIONS POUR INVENTAIRE	-11	-6	-5	-1	-5	-2	-3	-0	-8	-1
AUTRES DEDUCTIONS	-425	-266	-175	-91	-158	-38	-58	-63	-233	-154
REV. IMPOS. NET AN. COUR.	2395	-83	-106	24	2477	1562	836	79	730	102
PERTES ANNEE COURANTE	588	588	529	59	0	0	0	0	529	59
REV. IMPOS. POSIT. AN. COUR.	2982	505	423	82	2477	1562	836	79	1259	161
PERTES ANNEE PRECEDENTE	6	6	2	4	0	0	0	0	2	5
REV. IMPOSABLE(ASSIETTE FISCALE)	2976	499	421	78	2477	1562	836	78	1257	156
DEGREVEMENTS FISCAUX:										
DED. D'IMPOT A LA FAB.	57	3	3	0	55	51	3	0	6	0
ABATTEMENT DE L'IMPOT FED.	298	51	44	8	247	157	82	8	126	15
CRED. D'IMP. A L'INVEST.	179	31	26	4	148	125	14	9	41	14
CRED. D'IMP. A L'ACQ.D'ACT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRED. D'IMP.A LA RECH.SCIENT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRED D'IMP. POUR IMP. ETR.	35	32	32	0	3	0	2	1	34	1
AUTRES CREDITS D'IMPOT	130	44	33	11	85	55	26	4	59	16
BILAN A LA FIN DE LA PERIODE										
DED. FRAC. NON AMORT. CAP.										
I)CLASSE 10	2048	1132	896	236	917	567	249	101	1145	337
II)CLASSE 28	664	179	177	2	485	162	321	2	498	4
III)CLASSE 29	321	238	205	33	83	54	24	5	229	38
IV)LES AUTRES CLASSES	597	300	217	83	297	153	104	39	321	122
TOTAL DES DED. POUR FNAC	3630	1848	1495	353	1781	936	698	147	2193	500
FRAIS D'EXPLOR. AU CAN.	1605	1076	715	361	529	27	33	468	749	829
FRAIS D'EXPLOIT. AU CAN.	2375	1261	942	319	1115	534	326	255	1268	573
DED. POUR EPUISEMENT GAGNE	2967	1624	1114	511	1343	489	440	414	1554	925
FRAIS DE PROP. PET.&GAZ.CAN.	1526	724	378	346	802	412	141	249	519	595
FRAIS D'EXPLOR.&EXPLOIT.ETR.	335	236	173	64	99	20	58	20	231	84
AUTRES FR. D'EXPLOR.EXPLOIT.	229	24	18	6	205	0	4	201	22	207
DED. SUPPL. POUR EPUISEMENT	113	95	95	0	18	16	0	1	95	1
DED. EXPLOR. DS REG. PIONN.	128	114	114	1	14	0	1	12	115	13
DEGR. A L'INVEST.DIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEGR. A LA RECH. SCIENT.(FPC)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BILAN TOTAL, FIN DE LA PERIODE	12907	7003	5044	1959	5904	2435	1702	1768	6746	3727
SOLDE, PERTES AUTRES QU'EN CAP.	750	750	644	106	0	0	0	0	644	106

GLOSSAIRE

DÉFINITIONS D'APPLICATION GÉNÉRALE (1)

Acquisition--acquisition d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses de capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations des fonds" dans les rapports d'examen. (Acquisitions)

Activité autre au Canada--comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière. (Other Canadian Operations)

Amortissement--sur une période donnée, montant imputé à l'actif, autre que l'amortissement pour dépréciation, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif, les sommes radiées de l'actif et les bénéfices non remis sur les investissements. (Amortization)

Autres affectations des fonds--comprend les applications comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagés, et les investissements à long terme. (All Other Uses of Funds)

Autres sources de fonds--comprend les produits de la vente d'actifs ou les investissements à long terme, les paiements anticipés applicables à la production future. (All Other Sources of Funds)

Avoir propre--la valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis. (Equity)

Capital utilisé--la valeur comptable de l'actif total moins le passif courant. (Capital Employed)

Contrôle canadien--en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions assorties du droit de vote sont détenues soit directement, soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ses actions assorties du droit de vote sont détenues par des non-résidents. (Canadian Control)

Dépenses de capital--les investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (p. ex. coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses capitalisées de réparation. (Capital Expenditures)

Dépenses de mise en valeur--ces dépenses comprennent le coût des forages et des achèvements de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage et des installations de séparation sur le terrain, et le coût d'achat de réserves prouvées. (Development Expenditures)

---

(1) Les définitions des expressions touchant plus particulièrement à la fiscalité sont données aux pages C-6 à C-11.

Dépenses de production--comprend les dépenses liées à la production de pétrole brut ou de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses. (Production Expenditures)

Dépréciation--montant imputé sur les dépenses applicable à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Cela ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation pour fins d'impôt. (Depreciation)

Dette à long terme--dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote. (Long-term Debt)

Épuisement--montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné calculée aux fins d'impôt. (Depletion)

Extraction des ressources énergétiques--dépenses de capital associées à l'extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères). (Energy Mining)

Fonds de roulement--l'actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an). (Working Capital)

Frais d'exploration--comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques, et les coûts des forages d'exploration. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les tubages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place. (Exploration Costs)

Grandes sociétés--sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs amont ou aval des activités. (Senior Companies)

Impôt reporté--impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des revenus et des dépenses, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers. (Deferred Income Taxes)

Impôt sur le revenu courant--la partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport. (Current Income Tax)

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse--méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs. (Successful Efforts Accounting)

Méthode de capitalisation du coût entier--méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts relativement importants sont capitalisés et imputés sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire frais généraux et administratifs). Les frais d'exploitation sont imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés. (Full Cost Accounting)

Participation canadienne--la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue soit directement, soit indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés), par des résidents canadiens. (Canadian Ownership)

Petites sociétés--sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et qui ne font pas partie des sous-groupes de sociétés intégrées ou de grandes sociétés. Les activités amont et aval de chacune d'elles représentent moins de 1 % des recettes totales de l'industrie. (Junior Companies)

Pétrole lourd non classique--désigne les gisements de pétrole lourd dont la masse volumique est habituellement supérieure à 934 kg/m^3 et dont la récupération se fait surtout par des méthodes assistées. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, la masse volumique est généralement de l'ordre de 935 à 985 kg/m^3. (Non-conventional Heavy Oil)

Postes hors caisse--désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement. (Non-cash Charges)

Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP)--le prix qui est appliqué à tout le pétrole classique provenant de gisements découverts après 1973, au pétrole supplémentaire récupéré selon des méthodes assistées (autres que l'injection d'eau), au pétrole supplémentaire obtenu grâce à tout projet nouveau ou accru de récupération par injection d'eau entrepris après le 30 juin 1983, au pétrole tiré de puits de remplissage forés, après le 30 juin 1983, par une entité pétrolière antérieure à l'établissement du PRNP, au brut synthétique, au pétrole brut extrait des Terres du Canada, au pétrole tiré de puits en Saskatchewan produisant dix barils ou moins par jour et à tout le pétrole lourd provenant de la Saskatchewan. Le PRNP est plafonné à 100 % du prix international. (New Oil Reference Price (NORP))

Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP)--prix spécial à la tête de puits pour le pétrole classique découvert après 1973, assujetti aux redevances provinciales établies selon les taux applicables au nouveau pétrole, mais non admissible au prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) avant le 1er juillet 1983. Comme annoncé dans la Mise à jour du PEN, le PSAP a été établi à 75 % du prix mondial au 1er juillet 1982. En vertu des ententes sur l'énergie modifiées, conclues avec l'Alberta et la Saskatchewan, le PRNP s'applique depuis le 1er juillet 1983 au pétrole admissible au PSAP. (Special Old Oil Price (SOOP)).

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP)--des subventions directes sont versées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui ont un taux de participation canadienne précis, déterminé en vertu de la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens. C'est le gouvernement de l'Alberta qui administre et paie les subventions pour toutes les activités réalisées dans la province, et l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, au palier fédéral, qui finance et administre le programme ailleurs au Canada. (Petroleum Incentives Program (PIP))

Rapport d'endettement--rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis). Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "dettes à long terme"). (Debt Equity Ratio)

Redevance d'exportation sur le pétrole--le pétrole brut et les hydrocarbures équivalents et les produits pétroliers tels que l'essence, les distillats moyens, le mazout lourd et le pétrole partiellement traité, sont assujettis à une redevance d'exportation. Seules les quantités de pétrole brut et de produits pétroliers jugées excédentaires par rapport aux besoins canadiens prévus pour un avenir prochain sont exportées. Depuis le 1er novembre 1980, les provinces productrices reçoivent 50 % des recettes tirées des redevances d'exportation sur le pétrole brut et des hydrocarbures équivalents. (Oil Export Charge)

Redevance d'indemnisation pétrolière (RIP)--taxe imposée aux raffineries par le gouvernement du Canada. Les fonds provenant de cette taxe sont utilisés pour financer l'indemnisation des importateurs de pétrole, pour payer les coûts plus élevés de la production qui est admissible au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et pour payer la livraison de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et certains échanges de brut entre le Canada et les États-Unis. (Petroleum Compensation Charge (PCC))

Ressources d'autofinancement--comprend le revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés. (Internal Cash Flow)

Sables pétrolifères--désigne les réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la masse volumique est habituellement supérieure à 985 kg/m^3. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada. (Oil Sands)

Secteur amont--activités et travaux liés à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des sulfures ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. (Upstream Segment)

Secteur aval--comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. (Downstream Segment)

Sociétés intégrées--toutes les sociétés sous contrôle étranger dont les activités amont et aval représentent plus de 1 % des recettes totales de l'industrie. De plus, chacune d'elles possède d'importants services de production, de commercialisation et de distribution de produits raffinés. (Integrated Companies)

Sources externes de fonds--sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre. (External Sources of Funds)

Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN)--taxe fédérale imposée sur le gaz naturel pour pipe-line et les liquides de gaz naturel (LGN) commercialisables. Ce gaz naturel commercialisable comprend le gaz utilisé dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz mais exclut le gaz réinjecté dans un réservoir. Les liquides de gaz naturel incluent l'éthane, le propane, le butane ou tout autre mélange provenant de gaz traité dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz. (Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT))

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG)--taxe de 16 % imposée sur les recettes de production après déduction des frais d'exploitation et des redevances autres que celles de la Couronne, et une déduction à l'égard de ressources de 25 % lorsqu'il faut payer des redevances et des taxes de la Couronne sur la production. Il est également possible de réduire l'assiette fiscale des projets de récupération tertiaire admissibles du montant des dépenses de capital admissibles engagées après 1982, et ce jusqu'à concurrence des recettes imposables du gisement. De plus, les sociétés peuvent recevoir un crédit de 250 000 $ pour les montants qu'elles doivent payer au titre de la TRPG. (Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT))

Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS)/Taxe sur les redevances supplémentaires afférentes aux ressources (TRSR)--la TRPS est une taxe fédérale imposée à un taux de 50 % des recettes supplémentaires sur l'ancien pétrole, déduction faite des redevances supplémentaires qui y sont associées. Les recettes supplémentaires désignent l'écart entre les recettes réelles tirées de la production et les recettes qui auraient été réalisées si les prix prévus au PEN étaient toujours en vigueur. Les redevances supplémentaires, qui n'incluent pas les redevances de la Couronne, sont assujetties à la TRPS, également à un taux de 50 %. Le revenu assujetti à la TRPS ou à la TRSR n'est pas imposable. Les deux taxes ont été provisoirement abolies, le 1er juin 1982. Leur perception devrait reprendre le 1er juin 1985. (Incremental Oil Revenue Tax (IORT/Incremental Resource Royalty Tax (IRRT))

Terres du Canada--les zones du Canada situés à l'extérieur des limites provinciales. (Canada Lands)

DÉFINITIONS D'EXPRESSIONS TOUCHANT À LA FISCALITÉ

Allocations du coût en capital (Déductions pour amortissement)--équivalent de l'amortissement comptable en ce qui concerne l'impôt sur le revenu. Le contribuable peut effectuer certaines déductions à l'égard du coût en capital des biens amortissables dans la mesure permise par le Règlement de l'impôt sur le revenu (RIR). (Capital Cost Allowances)

Parmi les catégories les plus pertinentes de la déduction pour amortissement, en ce qui concerne le secteur des hydrocarbures et le secteur minier, citons:

Catégorie 10--comprend des biens tels que le matériel des puits de pétrole et de gaz, les installations de forage (sauf les navires de forage offshore), certains matériels de travaux géophysiques, le matériel de valorisation du pétrole lourd et certains biens corporels acquis relativement à la recherche et à la mise en valeur du pétrole et du gaz qui ne sont pas inclus à titre de frais d'exploration au Canada ou à titre de frais d'aménagement au Canada (voir ci-dessous) (Annexe II, RIR). (Class 10)

Catégorie 28--comprend les biens utilisés pour tirer un revenu de nouvelles mines ou de grands agrandissements de mines ou pour faire produire un revenu par ces mines (y compris les gisements de sables pétrolifères) (Annexe II, RIR). (Class 28)

Catégorie 29--Comprend les biens fabriqués ou acquis par le contribuable et utilisés directement ou indirectement par lui surtout pour la fabrication ou la transformation de marchandises en vue de la vente ou de la location (Annexe II, RIR). (Class 29)

Crédits d'impôt

Crédit d'impôt à l'investissement--existe en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu (LIR). Selon la nature du capital-actions et des biens amortissables acquis au cours de l'année et le lieu au Canada ou ces biens sont utilisés, des crédits d'impôt dans la gamme de 7 à 50 % du coût en capital sont offerts. Les crédits d'impôt à l'investissement déduits pour l'année réduisent le montant de la déduction pour amortissement à l'égard du bien (voir ci-dessus). Les crédits gagnés avant le 20 avril 1983 étaient limités à une déduction annuelle maximale de 15 000 $ applicable à l'impôt exigible, plus la moitié du montant dont le crédit d'impôt à l'investissement dépasse la somme de 15 000 $. Les crédits gagnés après le 19 avril 1983 peuvent se déduire sans limite contre l'impôt exigible ou peuvent donner lieu à un remboursement partiel lorsque le contribuable n'a pas d'impôt à payer. (art. 127, LIR). (Investment Tax Credit)

Déduction pour impôt étranger--déduction applicable aux impôts exigibles par le Canada et qui est égale au moindre des montants suivants: soit l'impôt sur le revenu tiré d'une entreprise et payé à un gouvernement étranger pour l'année relativement à des entreprises exploitées dans le pays étranger en question, soit le montant des impôts canadiens normalement exigibles à l'égard de l'activité en question. Certaines dispositions relatives au report d'impôt (voir ci-après) s'appliquent dans les cas où la société ne peut pas utiliser le montant total des impôts étrangers payés pour l'année à titre de déduction pour impôt étranger. (paragraphe 126(2), LIR). (Foreign Tax Credit)

Report d'impôt étranger--impôts sur le revenu tiré d'une entreprise payés dans un pays étranger, qui ne donnent pas lieu dans leur totalité à des dégrèvements d'impôt sur le revenu au Canada pour l'année d'imposition, mais qu'on peut reporter sur les cinq prochaines années. Il n'existe pas de report sur les années antérieures dans ce cas. Un report d'impôt étranger peut s'appliquer aux impôts canadiens sur le revenu pendant les cinq années subséquentes, seulement dans la mesure où le contribuable a un revenu tiré d'une entreprise qu'il exploite dans le pays en question (alinéa 126(7)b), LIR). (Foreign Tax Carryovers)

Autres déductions d'impôt

Abattement d'impôt fédéral--déduction applicable à l'impôt exigible de la corporation, égal à 10 % du revenu imposable de celle-ci gagné dans une province ou un territoire. La déduction reconnaît le fait que les gouvernements provinciaux prélèvent un impôt sur le revenu (paragraphe 124(1), LIR). (Federal Tax Abatement)

Déduction pour inventaire--déduction égale à 3 % du coût au contribuable des biens corporels (autres que les biens immobiliers) détenus à titre d'inventaire en vue d'être vendus, transformés, fabriqués ou loués (alinéa 20(1)gg), LIR). (Inventory Allowance)

Dividendes canadiens--dividendes imposables d'une corporation canadienne imposable ou d'une corporation résidant au Canada dont le contribuable a le contrôle. Il est permis de déduire du revenu un montant égal au dividende (paragraphe 112(1), LIR). (Canadian Dividends)

Dividendes étrangers non imposables--dividendes payés à même le revenu tiré d'une entreprise par des corporations qui sont des corporations étrangères affiliées au contribuable (alinéa 95(1)d), LIR). Ces dividendes sont inscrits nets des impôts de retenue étrangers. Le paragraphe 113(1) de la LIR décrit les règles qui régissent les déductions relatives aux dividendes reçus de corporations étrangères affiliées. (Non Taxable Foreign Dividends)

Déduction pour bénéfices de fabrication et de transformation--déduction applicable à l'impôt exigible normalement et ayant pour effet de réduire l'impôt de la corporation sur le revenu tiré de la fabrication ou de la transformation au Canada dans une proportion de 6 % en ce qui concerne le revenu ne donnant pas droit à la déduction accordée aux petites entreprises et dans une proportion de 5 % en ce qui concerne le revenu donnant droit à la déduction accordée aux petites entreprises (article 125.1, LIR). (Manufacturing and Processing Profits Deduction)

Déduction à l'égard des ressources--déduction applicable au revenu pour un montant égal à 25 % des bénéfices tirés des ressources par le contribuable. La déduction s'applique au lieu de toute déduction pour redevances versées à la Couronne (art. 1210, RIR). (Resource Allowance)

Épuisement:

Déduction pour épuisement gagné--montant qu'il est permis de déduire du revenu, jusqu'à concurrence du moins élevé des montants suivants: soit 25 % des bénéfices admissibles aux fins de l'épuisement gagné, soit la base de la déduction pour épuisement (art. 1201, RIR). (Earned Depletion Allowance)

Base de la déduction pour épuisement gagné--montant, net des déductions pour épuisement gagné déclarées les années précédentes, égal à 33 1/3 % des dépenses prescrites admissibles. Ces dépenses prescrites admissibles comprennent les frais engagés à l'égard de projets intégrés de sables pétrolifères, de projets de récupération assistée et d'installations de valorisation du pétrole lourd. Pour 1984, les montants ajoutés à la base de la déduction pour épuisement gagné comprennent aussi 10 % des frais d'exploration au Canada engagées dans les Terres du Canada (art. 1205, RIR). (Earned Depletion Base)

Déduction à l'égard d'épuisement pour exploration minière--montant qu'il est permis de déduire du revenu et n'excédant pas le moindre des montants suivants: soit 25 % du revenu provenant de n'importe quelle source, soit la base d'exploration minière pour épuisement (projet de modification au RIR, art. 1203(1)). (Mining Exploration Depletion Allowance)

Base d'exploration minière pour épuisement--montant, net des déductions réclamées à l'égard d'épuisement pour exploration minière pour les années antérieures, égal à 33 1 3 % des frais d'exploration au Canada engagés à l'égard de ressources minérales après le 19 avril 1983 (projet de modification au RIR, art. 1203(2)). (Mining Exploration Depletion Base)

Frais d'exploration, d'aménagement et d'acquisition de biens

Frais d'aménagement au Canada (FAC)--toutes dépenses, sauf les frais d'exploration au Canada (voir ci-après) engagées pour le forage ou l'achèvement d'un puits de pétrole ou de gaz avant le début de la production du puits en quantités commerciales, ou pour le forage ou la conversion d'un puits en vue d'évacuer des liquides résiduels ou en vue d'injecter des matériaux pour faciliter la récupération du pétrole ou du gaz d'un autre puits. Ces frais comprennent aussi les dépenses engagées pour le forage ou la remise en production d'un puits après le début de la production en quantités commerciales, les dépenses engagées avant le 17 novembre 1978 aux fins d'amener au stade de la production une ressource minérale, et les frais d'acquisition d'une ressource minérale au Canada autres que des sommes versées pour préserver les droits du contribuable relativement à un bien minier (alinéa 66.2(5)a), LIR). (Canadian Development Expense)

Frais cumulatifs d'aménagement au Canada (FCAC)--une réserve égale au total de tous le FAC engagés auparavant moins certaines sommes prescrites. Ces sommes prescrites comprennent les montants des FCAC déduits pour les années antérieures lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total des aides ou des avantages pertinents reçus des gouvernements fédéral ou provinciaux (p. ex. subventions à la mise en valeur accordées par le PESP) (alinéa 66.2(5)b), LIR). (Cumulative Canadian Development Expense)

Déduction pour frais d'aménagement cumulatifs engagés au Canada--déduction disponible à l'égard des FCAC qui permet à tous les contribuables de déduire un montant non supérieur à 30 % du solde de leur réserve de FCAC lors du calcul de leur revenu aux fins d'impôts (paragraphe 66.2(2), LIR). (Deduction for Cumulative Canadian Development Expense)

Frais d'exploration au Canada (FEC)--toute dépense engagée pour déterminer l'existence, la localisation, l'étendue ou la qualité d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel ou d'une ressource minérale au Canada. Les FEC comprennent les frais de travaux géologiques, géophysiques et géochimiques ainsi que tous les frais engagés relativement au premier puits susceptible d'être exploité commercialement à partir d'un gisement d'hydrocarbures inconnu jusque-là. Certains frais de forage d'achèvement de puits supportés avant 1986 relativement à des puits abandonnés ou bouchés sont maintenant admissibles, mais après 1985 seuls les frais de certains puits abandonnés peuvent s'y inclure. Les dépenses supportées après le 16 novembre 1978 pour mener au stade de production une ressource minérale sont aussi incluses (alinéa 66.1(6)a), LIR). (Canadian Exploration Expense)

Frais cumulatifs d'exploration au Canada (FCEC)--une "reserve" égale au total de tous les FEC supportés jusque-là moins certaines sommes prescrites. Ces sommes prescrites comprennent les montants des FCEC déjà déduits lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total de l'aide ou des avantages pertinents accordés par les gouvernements fédéral et provinciaux (p. ex. subventions pour l'exploration du PESP) (alinéa 66.1(6)b), LIR). (Cumulative Canadian Exploration Expense)

Déduction pour frais cumulatifs d'exploration au Canada--une "corporation exploitant une entreprise principale" (voir alinéa 66(15)h) de la LIR) doit déduire le solde de ses FCEC lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt dans la mesure où elle a un revenu. Elle ne peut cependant pas créer une perte autre qu'une perte en capital (voir ci-après) par le moyen de sa demande de déduction pour FCEC (paragraphe 66.1(2) de la LIR). Une corporation autre qu'une corporation exploitant une entreprise principale et tous les autres contribuables peuvent déduire 100 % du solde de leur réserve de FCEC lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et peuvent s'en servir pour créer une perte autre qu'une perte en capital (paragraphe 66.1(3), LIR). (Deduction for Cumulative Canadian Exploration Expense)

Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FBCPG)--frais engagés pour l'acquisition d'un droit, d'un permis ou d'un privilège relatif à l'exploration, au forage ou à l'extraction de pétrole, de gaz naturel ou d'hydrocarbures assimilés au Canada, pour l'acquisition d'un puits de pétrole ou de gaz au Canada, ou tout loyer ou redevance calculé en fonction du montant ou de la valeur de la production d'un puits de pétrole ou de gaz au Canada, autre qu'un paiement fait pour conserver les droits du contribuable relativement à l'avoir minier (alinéa 66.4(5)a), LIR). (Canadian Oil and Gas Property Expense)

Frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FCBCPG)--une "réserve" constituée du total de tous les FBCPG déjà engagés moins certains montants prescrits. Ces montants prescrits comprennent les montants des FCBCPG déduits pour les années antérieures lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total de l'aide ou des avantages pertinents accordés par les gouvernements fédéral et provinciaux (alinéa 66.4(5)b), LIR). (Cumulative Canadian Oil and Gas Property Expense)

Déduction pour frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz--une déduction relative aux FCBCPG dont tous les contribuables peuvent se prévaloir pour déduire un montant jusqu'à concurrence de 10 % du solde de leur réserve de FCBCPG lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt (paragraphe 66.4(2), LIR). (Deduction for Cumulative Canadian Oil and Gas Property Expense)

Frais d'exploration et d'aménagement étrangers (FEAE)--déduction à l'égard de frais d'exploration, d'aménagement et d'acquisition de biens, y compris les paiements faits pour conserver les droits relatifs à des avoirs miniers à l'étranger, engagés par une société dans un pays autre que le Canada. Dans le cas ou la société a des revenus tirés de la production ou des revenus afférents à des redevances à l'étranger dépassant 10 % des FEAE de la société, la déduction doit être égale à 10 % des FEAE. Les FEAE reportés sur une année subséquente sont réduits du montant déductible de l'an précédent, qu'il ait été réclamé ou non (paragraphe 66(4), LIR). (Foreign Exploration and Development Expense)

Gains et pertes

Gain en capital imposable--la moitié du gain découlant de la disposition d'un actif immobilisé. Le montant du gain est calculé selon la différence entre le produit de la disposition et le prix de base rajusté du bien (alinéas 38a) et 40(1)a), LIR). (Taxable Capital Gain)

Perte autre qu'une perte en capital--le montant total de toutes les pertes subies par le contribuable pour l'année à titre de perte d'entreprise (perte commerciale) ou de perte relativement à des biens, y compris les pertes déductibles au titre d'un placement d'entreprise. Dans la mesure où une perte autre qu'une perte en capital n'est pas déductible pour l'année d'imposition, elle peut se reporter à d'autres années. On peut reporter des déductions sur trois années antérieures et sur sept années subséquentes d'imposition (alinéa 111(8)b), LIR). (Non Capital Loss)

Perte déductible au titre d'un placement d'entreprise--est la moitié de la perte subie par suite de la disposition d'un bien qui est une action du capital-actions d'une corporation privée dont le contrôle est canadien, une créance qui lui est due par une corporation privée dont le contrôle est canadien, des actions d'une corporation ayant fait faillite au cours de l'année antérieure, ou une créance due au contribuable que celui-ci a déterminé être une créance irrécouvrable au courant de l'année (alinéas 38 c) et 39 (1)c), LIR). (Allowable Business Investment Loss)

Perte en capital déductible--la moitié de la perte subie par suite de la disposition d'un actif immobilisé dans les cas où au moment de la disposition, le total du prix de base ajusté du bien dépasse le produit de la disposition du bien (aliénas 38 b) et 40(1)b), LIR). (Allowable Capital Loss)

Perte en capital nette--le montant de toutes les pertes en capital déductibles subies au cours de l'année ou des années antérieures qui n'ont pas encore donné lieu à une déduction lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt (alinéa 111(8)a), LIR). (Net Capital Loss)

Perte finale--perte constatée à la fin de l'année d'imposition lorsqu'il reste un solde non réclamé dans une catégorie de déduction pour amortissement et que le contribuable ne possède plus aucun bien appartenant à cette catégorie (paragraphe 20(16), LIR). (Terminal Loss)

Pertes ou gains relatifs aux monnaies étrangères--pertes ou gains découlant des fluctuations des devises se répercutant sur l'actif ou le passif détenues par la société en devises étrangères pendant toute l'année et calculés par rapport aux devises canadiennes. Ces gains ou pertes peuvent se traiter à titre de gains ou de pertes en capital ou de gains ou pertes de revenu (Bulletin d'interprétation 95R). (Foreign Exchange Gains/Losses)

MANDAT DE L'ASSP

A. Mandat de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

L'Agence de surveillance du sceteur pétrolier (ASSP) a été créée pour fournir aux utilisateurs des secteurs public et privé soit:

- les gouvernements fédéral et provinciaux,
- les sociétés pétrolières et gazières, et
- les institutions financières et d'autres entreprises commerciales,

une évaluation globale et objective des performances financières de l'industrie pétrolière au Canada. Il s'agit de s'assurer le bien-fondé de la prise de décision des secteur public et privé. Pour ce faire, l'Agence publie des examens semestriels et annuels fondés sur les renseignements qu'elle reçoit directement de sociétés pétrolières et gazières qui font affaire au Canada.

L'Agence a été créée en août 1980 et fonde son autorité statutaire sur la Loi sur la surveillance du secteur énergétique(1). Pour assurer l'impartialité de ses rapports et maintenir sa crédibilité parmi les utilisateurs, l'ASSP a été constituée en un organisme distinct et indépendant dont le président relève directement du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Au paragraphe 5(1), la Loi stipule qu'une entreprise énergétique doit, deux fois par an, déposer des états exposant les données et renseignements concernant:

a. le droit de propriété exclusive ou le contrôle qu'exerce sur elle toute personne physique ou morale,,
b. la provenance et l'affectation de ses fonds,
c. ses activités de prospection, de mise en valeur, de production, de traitement, de raffinage et de commercialisation,
d. ses coûts et revenus découlant de chacune des activités visées à l'alinéa c.,
e. les déductions, crédits et allocations dont elle bénéficie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu,
f. la répartition et l'affectation de ses revenus et bénéfices,
g. ses ressources, réserves et autres biens,
h. les autres entreprises dont elle est le propriétaire ou dans lesquelles elle a une participation,
i. ses programmes de recherche et de développement.

Les entreprises énergétiques sont définies comme étant des particuliers, des sociétés, des sociétés de personnes, des fiducies ou des organismes qui se consacrent à la recherche, à la mise en valeur, au raffinage et à la commercialisation de produits pétroliers et gaziers et dont les revenus annuels bruts consolidés, ou la valeur des éléments d'actif dépassent 10 millions de dollars. Les règlements d'application de la Loi prescrivent que les revenus brut et la valeur des éléments d'actif sont déterminés conformément aux normes de comptabilité énoncées dans le Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés. Actuellement, seules les sociétés sont surveillées par l'Agence. Chaque société énergétique est tenue de signaler, de façon consolidée, les activités des sociétés qu'elle contrôle ou qu'elle détient.

---

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.

B. Sources de données et de renseignements

Les données publiées dans l'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole sont des données cumulatives découlant surtout des annexes qui servent aux examens et qui sont prescrites par règlement d'application[1]. étant donné qu'une partie du rôle de collecte de renseignements de l'Agence est également assurée par Statistique Canada, un certain nombre d'ententes de partage de données ont été négociées par l'ASSP et Statistique Canada en vertu de l'article 11 de la Loi sur la statistique. Ces ententes réduisent le fardeau de l'industrie en ce qui concerne l'ensemble des renseignements exigés par l'Agence. Ces renseignements sont aussi communiqués par l'ASSP à Statistique Canada. Les ententes actuelles de partage de données portent sur:

1. l'appartenance et le contrôle des entreprises énergétiques,
2. la structure du capital,
3. les mouvements internationaux de trésorerie,
4. les dépenses de recherche et de développement,
5. les statistiques financières trimestrielles des sociétés, et
6. les dépenses de capital et les coûts d'exploitation.

Les cinq premiers points portent sur le transfert d'information à l'ASSP; le dernier comprend des renseignements que doit transmettre l'ASSP à Statistique Canada sur des sujets tels que les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production, et les redevances.

C. Portée des données

Les revenus bruts de l'industrie sur lesquels portent les examens de l'ASSP par compilation des déclarations de 120 entreprises déclarantes représentent environ 95 % des revenus de l'industrie tels qu'ils sont déterminés par Statistique Canada. Les cinq pour cent restants des revenus de l'industrie proviennent d'entreprises dont les revenus ou l'actif sont inférieurs aux seuil actuels à partir desquels l'Agence exige une déclaration, mais qui font l'objet d'examens effectués par Statistique Canada. En raison du pourcentage élevé de couverture des revenus de l'industrie et en raison de l'inclusion de toutes les entreprises énergétiques sauf les plus petites, l'Agence peut appliquer à l'ensemble de l'industrie les données cumulatives qu'elle a tirées de ses conclusions. Les pourcentages de couverture des autres indicateurs de performance sont donnés ci-dessous.

COMPARAISON DES DONNÉES DE L'ASSP AVEC LES DONNÉES CUMULATIVES DE L'INDUSTRIE POUR 1983

	Pourcentage de couverture des données cumulatives de l'industrie
REVENUS TIRÉS DE LA PRODUCTION AMONT	93
REVENUS DU SECTEUR AVAL	97
DÉPENSES EN AMONT AU CANADA	89
VOLUMES DE PRODUCTION	
Pétrole brut et liquides (en milliers de m^3/d)	89
Gaz naturel commercialisable (en millions de m^3/d)	85

---

(1) Les annexes actuellement prescrites sont données dans le règlement DORS/84-234